



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**UBICACIÓN ÓPTIMA DE RECURSOS DE GENERACIÓN CON
CAPACIDAD DE PARTIDA AUTÓNOMA**

TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE MAGÍSTER EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA,
MENCION ELÉCTRICA

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

CRISTÓBAL MUJICA SAZO

PROFESOR GUÍA:
RODRIGO MORENO VIEYRA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
PATRICIO MENDOZA ARAYA
EDUARDO MARTÍNEZ CESEÑA

Este trabajo ha sido parcialmente financiado por:
ANID Chile - ANID/FONDECYT/Regular 1231924

SANTIAGO DE CHILE
2025

RESUMEN DE LA TESIS PARA OPTAR
AL GRADO DE MAGÍSTER EN CIENCIAS
DE LA INGENIERÍA, MENCIÓN ELÉCTRICA
Y MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO
DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO
POR: CRISTÓBAL MUJICA SAZO
FECHA: 2025
PROF. GUÍA: RODRIGO MORENO VIEYRA

UBICACIÓN ÓPTIMA DE RECURSOS DE GENERACIÓN CON CAPACIDAD DE PARTIDA AUTÓNOMA

Los planes de recuperación de servicio tradicionalmente contemplan únicamente tecnologías convencionales, como centrales hidráulicas o térmicas. Sin embargo, ante la retirada de algunas de estas unidades, es crucial evaluar la participación de otros recursos disponibles, como centrales renovables variables o sistemas de almacenamiento. Este estudio presenta un modelo matemático entero mixto diseñado para determinar la ubicación óptima de recursos de partida en negro en un sistema que incluye generación convencional, renovable y almacenamiento. El objetivo del modelo es identificar un patrón de energización y encendido de máquinas que minimice la demanda no suministrada durante un *blackout*, guiando así las decisiones de inversión necesarias. Además, se evalúa la ubicación óptima de los recursos de almacenamiento bajo un criterio de minimización de costos de operación en estado normal. A través de múltiples simulaciones, se exploran variaciones en las decisiones de inversión ajustando el peso entre los criterios de partida en negro y operación económica en estado normal. Un hallazgo clave de este estudio es el impacto significativo de la localización de los recursos de almacenamiento tanto en los costos de operación en estado normal como en la demanda no suministrada.

*Aunque me fueren yo nunca voy a decir
Que todo tiempo por pasado fue mejor
Mañana es mejor*

L. A. Spinetta

Agradecimientos

Me resulta un poco extraño comenzar escribir esto, llegar al fin de una etapa que siempre se vio muy lejana y que no estoy muy seguro si quiero que termine. Tengo una relación de amor y odio con Beauchef; aquí pude ver y desarrollarme en todos los temas que me gustaron desde pequeño, comprendiendo como funcionan las cosas en el mundo, aunque esa aventura tiene un precio, ya que técnicamente uno le vende el alma al diablo cuando firma un papelito para entrar en este lugar.

En primera instancia, quiero agradecer a mis padres, quienes siempre han estado a mi lado, dando su apoyo incondicional en todos los momentos de mi vida. Sin ustedes no sería quien soy actualmente. También quiero agradecer a mi hermana Paulina, mi tía Emma y mi abuelita Yani, quienes me han acompañado a lo largo de toda mi vida.

Quiero agradecer a mi polola Javiera, quien siempre ha estado alentándome en los momentos más difíciles, compartiendo penas y alegrías. Sin ti no podría haber aguantado los embates de la universidad, acompañándome mientras trabajaba, regalándome tu tiempo y motivándome a seguir adelante.

A mis grandes amigos, quienes tuve el gusto de conocer desde mechones en las salas de clases, de quienes aprendí grandes cosas y tuve el placer de estar junto a ellos durante todo este paso por la universidad. También agradecer a mis compañeros del DIE, en especial a mis amigos Max y Vincko, quienes fueron fundamentales pasar los ramos y a quienes les pido perdón por cometer innumerables errores en las tareas e informes que hicieron más “interesantes” las largas noches de trabajo, lo cual obviamente se repitió (y sigue ocurriendo...) incontables veces a lo largo de esta tesis. Sin duda las risas no faltaron.

Durante todo el desarrollo de esta tesis, he tenido la ayuda de compañeros y profesores del Centro de Energía y el ISCI, en especial de Felipe Sepúlveda, a quien le doy las gracias por su buena voluntad y disposición, sacando adelante el modelo matemático presentado en este documento.

Finalmente, quiero agradecer al profesor Rodrigo Moreno por aceptar ser mi profesor guía, acompañándome durante todo el magíster y por abrirme las puertas del ISCI. También agradecer los fondos de ANID/FONDECYT/Regular 1231924, al Departamento de Ingeniería Eléctrica y los profesores Patricio Mendoza y Alex Martínez por formar parte de la comisión de evaluación.

Tabla de Contenido

1. Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Hipótesis de investigación	2
1.3. Objetivos	2
1.3.1. Objetivo general	2
1.3.2. Objetivos específicos	2
1.4. Estructura del documento	3
2. Estado del arte y contribuciones	4
2.1. Estado del arte	4
2.1.1. Integración de generación renovable en recuperación de servicio . . .	4
2.1.2. Técnicas de descomposición y desempeño computacional	6
2.1.3. Representación de la demanda y modelos de coordinación	6
2.1.4. Resumen del estado del arte	8
2.2. Contribuciones	10
3. Metodología	11
3.1. Nomenclatura	11
3.1.1. Conjuntos e índices	11
3.1.2. Parámetros	12
3.1.3. Variables	13
3.2. Descripción General	15
3.3. Modelo de optimización	17
3.3.1. Función objetivo	17
3.3.2. Formulación partida en negro	17
3.3.2.1. Presupuesto	17
3.3.2.2. Balance de potencia activa y reactiva	17
3.3.2.3. Modelo de generadores convencionales	18
3.3.2.4. Modelo de generadores renovables variables	19
3.3.2.5. Modelo de almacenamiento	21
3.3.2.6. Líneas de transmisión	22
3.3.2.7. Restricciones de consistencia de la red y partida en negro . .	22
3.3.3. Modelo de operación	25
3.3.3.1. Balance de potencia activa en operación	25
3.3.3.2. Líneas de transmisión en operación	25
3.3.3.3. Modelo de almacenamiento en operación	26
3.3.3.4. Modelo de generadores convencionales y renovables en operación	27

4. Resultados y análisis	28
4.1. Descripción del caso de estudio	28
4.2. Datos de entrada	29
4.2.1. Generación y sistemas de almacenamiento	29
4.2.2. Transmisión	30
4.2.3. Demanda	31
4.3. Resultados	31
4.3.1. Ubicación de sistemas de almacenamiento	31
4.3.2. Resultados fase de restauración	32
4.3.2.1. Instalaciones con partida en negro	32
4.3.2.2. Demanda No Suministrada Durante el Proceso de Restauración	33
4.3.2.3. Generación durante proceso de restauración	36
4.3.2.4. Caso de estudio $\lambda = 0.5$, restauración durante la noche - Patrón de energización	37
4.3.3. Resultados fase de operación	40
4.3.3.1. Costos de operación	41
4.3.3.2. Generación	41
5. Conclusiones y trabajo futuro	46
5.1. Conclusiones	46
5.2. Trabajo futuro	47
Bibliografía	49
Anexos	52
A. Líneas de transmisión	52

Índice de Tablas

2.1.	Tabla resumen estado del arte.	9
4.1.	Parámetros generadores convencionales.	30
4.2.	Parámetros generadores renovables variables.	30
4.3.	Parámetros sistemas de almacenamiento.	30
4.4.	Demanda máxima por nodo.	31
4.5.	Ubicación sistemas de almacenamiento.	32
4.6.	Unidades seleccionadas con partida en negro.	32
4.7.	Potencia disponible durante la restauración	35
A.1.	Parámetros líneas de transmisión	52

Índice de Figuras

3.1.	Estado de la red durante recuperación de servicio con configuración A.	16
3.2.	Estado de la red durante recuperación de servicio con configuración B.	16
4.1.	Demanda no suministrada durante ventana de restauración	34
4.2.	Energía no suministrada total en fase de restauración	35
4.3.	Potencia generadores convencionales en proceso de restauración.	36
4.4.	Participación porcentual de tecnologías de generación durante toda la ventana de restauración.	37
4.5.	Código de elementos en restauración.	37
4.6.	Patrón de energización $\lambda = 0.5$ durante la noche.	39
4.7.	Generación y demanda no suministrada, restauración nocturna, $\lambda = 0.5$. . .	40
4.8.	Costos de operación simulados, con restauración durante el día y la noche. . .	41
4.9.	Potencia inyectada por generadores renovables durante fase de operación. . . .	42
4.10.	Energía total almacenada en sistemas de almacenamiento.	43
4.11.	Generación convencional y renovable durante la fase de operación.	45

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

La recuperación del servicio eléctrico posterior a un *blackout* presenta desafíos significativos, especialmente con la creciente participación de generación renovable variable y sistemas de almacenamiento. Las fuentes de energía renovable, como la solar y la eólica, son intermitentes y dependen de condiciones climáticas que no siempre se pueden predecir con precisión, complicando la planificación y ejecución de estrategias de restauración debido a la fluctuante disponibilidad de potencia. Aunque los sistemas de almacenamiento pueden mitigar algunos de estos efectos al proporcionar energía en momentos críticos, su integración y gestión eficaz requieren una coordinación precisa y una infraestructura avanzada. Los desafíos técnicos y operativos incluyen mantener la estabilidad y coherencia de la red, la sincronización adecuada de generadores, y la gestión eficiente de los recursos distribuidos. En este contexto, desarrollar modelos y estrategias que optimicen la recuperación del servicio eléctrico, teniendo en cuenta estas nuevas variables, es crucial para asegurar la resiliencia y fiabilidad del sistema eléctrico en el futuro.

Un suministro eléctrico estable y sostenible es fundamental para impulsar el crecimiento económico. Sin embargo, lograr un sistema eléctrico de alta fiabilidad conlleva costos significativos, que requieren nuevas inversiones y un mejor mantenimiento. Por lo tanto, es crucial comprender de forma cuantitativa cómo afectarán los *blackouts* a la economía. Se estima que por cada 1% de reducción en el tiempo medio de interrupción del sistema, la tasa de crecimiento económico nacional aumenta, en promedio, un 2,16%. Sin embargo, si no se consideran los posibles problemas endógenos, los resultados estimados se reducirán del 2,16% al 0,99%, subestimando así el impacto de la mejora en la fiabilidad del sistema eléctrico sobre el desarrollo económico de un país [1].

Tradicionalmente, los planes de recuperación del servicio eléctrico han dependido casi exclusivamente de máquinas convencionales, como generadores térmicos y plantas hidroeléctricas, debido a su capacidad de proporcionar una potencia estable y controlable. Sin embargo, con la progresiva retirada de estas unidades y el incremento en la adopción de tecnologías renovables variables, se hace imperativo reevaluar y actualizar estos planes. Las fuentes de energía renovable, aunque más sostenibles y amigables con el medio ambiente, presentan desafíos únicos debido a su naturaleza intermitente. Por lo tanto, es crucial desarrollar estrategias de recuperación del servicio que integren eficazmente estos recursos renovables junto

con sistemas de almacenamiento de energía. Este enfoque permitirá aprovechar las ventajas de las nuevas tecnologías mientras se mantiene la estabilidad y confiabilidad del sistema eléctrico.

La planificación de la instalación de sistemas de almacenamiento en los sistemas eléctricos se ha centrado principalmente en su capacidad para reducir costos operacionales y proporcionar servicios complementarios, como el control de frecuencia y la regulación de voltaje. Sin embargo, los sistemas de almacenamiento también desempeñan un papel crucial en la restauración de la red eléctrica tras un apagón. Utilizar esta infraestructura para recuperar rápidamente el estado original del sistema eléctrico puede mejorar significativamente la resiliencia y la fiabilidad del suministro energético. Por lo tanto, es imperativo considerar esta capacidad de restauración como un criterio esencial en la evaluación y planificación de la instalación de sistemas de almacenamiento. Integrar esta perspectiva permitirá maximizar el valor y la eficiencia de las inversiones en almacenamiento, asegurando que no solo contribuyan a la operación económica y estable del sistema, sino también a su recuperación efectiva en situaciones de emergencia.

1.2. Hipótesis de investigación

La hipótesis de investigación del presente trabajo sostiene que la incorporación de sistemas de almacenamiento de energía, puede mejorar significativamente el desempeño de la red durante la recuperación de servicio tras un *blackout*. Se postula que al integrar sistemas de almacenamiento de manera óptima, es posible acelerar la restauración del suministro eléctrico a su estado normal, reducir el tiempo de recuperación y los costos asociados. Simultáneamente, se espera que la incorporación de estos sistemas de almacenamiento impactará en los costos de operación bajo condiciones normales, disminuyéndolos.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo general

El objetivo general de esta tesis es identificar las decisiones de inversión óptimas para la instalación de sistemas de almacenamiento y otros medios de generación que puedan contribuir a la restauración del sistema tras un *blackout*. Adicionalmente, se analiza el papel del almacenamiento en la operación económica del sistema bajo condiciones normales de funcionamiento.

1.3.2. Objetivos específicos

- Diseñar un modelo de optimización entero mixto que incluya la participación de sistemas de almacenamiento y recursos de generación renovable en el proceso de recuperación de servicio.
- Recopilar datos sobre planes de recuperación de servicio, especialmente sobre parámetros utilizados y practicas comúnmente utilizadas durante el proceso de restauración.
- Elaborar casos de estudio que permitan identificar las prioridades de localización del

almacenamiento mediante los criterios de restauración y operación económica bajo condiciones normales.

- Medir el impacto de la localización de sistemas de almacenamiento en la recuperación de servicio y la operación económica del sistema.

1.4. Estructura del documento

El documento se divide en seis capítulos. El primero narra la motivación y los objetivos de esta investigación. En el Capítulo 2 se presenta el estado del arte sobre modelos de recuperación de servicio y otros eventos relacionados. El Capítulo 3 describe la metodología implementada, dividida en los modelos de restauración y operación. En el Capítulo 4 se presentan los datos de entrada y caso de estudio. Adicionalmente se describen los resultados obtenidos junto con su respectivo análisis. El Capítulo 5 indica las conclusiones principales, acompañadas de las directrices que pueden tomar futuras investigaciones en el área.

Capítulo 2

Estado del arte y contribuciones

En este capítulo se presenta una revisión de la literatura sobre modelos de recuperación del sistema eléctricos, considerando diferentes enfoques. Los trabajos revisados estudian la ubicación óptima de recursos con partida en negro, integración de generación renovable variable para la restauración de la red, captación de carga en frío, planes de restauración emitidos por operadores del sistema y formulaciones equivalentes para la partida en negro. Adicionalmente, se describen las principales contribuciones de este trabajo, abordando las temáticas mencionadas anteriormente.

2.1. Estado del arte

Un *blackout* es un evento eléctrico de baja probabilidad y de alto impacto, que consiste en un apagado total o parcial de la red, el cual puede estar causado por múltiples motivos, tales como la salida intempestiva de generadores, caída de líneas de transmisión, ciberataques, entre otros [2]. La recuperación del sistema es un problema crítico para la sociedad, donde se producen enormes pérdidas sociales y económicas, es por esto que se busca restaurar el estado normal del sistema lo antes posible, creando planes de forma coordinada con todos los agentes relevantes dentro de la red [3].

Por lo general, las fuentes de energía utilizadas para la restauración del sistema consisten en centrales hidroeléctricas, turbinas en base a diésel o gas y energía de apoyo brindada por sistemas interconectados adyacentes [4], [5]. La decisión de adquisición de recursos para la partida en negro puede estar integrada dentro de un modelo de planificación, en el cual se busquen minimizar los costos provocados por esta clase de eventos [6].

2.1.1. Integración de generación renovable en recuperación de servicio

Existen múltiples formulaciones matemáticas que modelan el proceso de restauración. En [7], se exploran los beneficios potenciales de la participación de las energías renovables en el restablecimiento del sistema eléctrico y se propone un modelo de despacho para manejar la incertidumbre de la generación eólica. Este enfoque permite aprovechar fuentes limpias de energía y reducir la dependencia de combustibles fósiles. Sin embargo, su implementación requiere técnicas avanzadas de predicción y control, dado que la variabilidad inherente de la

generación eólica puede comprometer la estabilidad del sistema si no se gestiona adecuadamente.

En [8], se presenta una metodología para modelar la partida en negro de un sistema eléctrico en tiempo real mediante la participación de generación basada en inversores. La ventaja de este enfoque radica en su capacidad para mejorar la flexibilidad del sistema y reducir la necesidad de unidades convencionales con capacidad de arranque autónomo. No obstante, el control de los inversores requiere tecnologías avanzadas y una infraestructura de comunicación robusta, lo que puede dificultar su implementación en redes con bajos niveles de digitalización. Por otro lado, en [9], se estudia la participación de una planta híbrida conformada por un parque eólico *offshore* y una red de baterías integradas, lo que permite un respaldo energético más estable durante la restauración del sistema. Si bien esta solución mitiga la intermitencia del recurso eólico mediante el almacenamiento de energía, su implementación a gran escala implica elevados costos de inversión y desafíos técnicos relacionados con la gestión coordinada de ambas tecnologías.

En [10], se propone una estrategia de restablecimiento que incorpora recursos energéticos distribuidos y formula el problema de restauración del arranque en negro como un problema de optimización dinámico. Este enfoque mejora la resiliencia del sistema al descentralizar la restauración, permitiendo la recuperación progresiva de la red. Sin embargo, su desempeño está condicionado a la correcta sincronización entre múltiples fuentes de generación, lo que añade complejidad al proceso de recuperación.

Finalmente, en [11], se presenta un caso de estudio real de restauración en redes de distribución con participación de sistemas de almacenamiento, permitiendo el funcionamiento controlado de la red en modo isla. Este enfoque ofrece una mayor autonomía a las redes de distribución en eventos de colapso total del sistema. No obstante, su efectividad depende de la disponibilidad suficiente de capacidad de almacenamiento y de un control avanzado para evitar desequilibrios de potencia. A pesar de los avances propuestos en estos estudios, se observa que en la mayoría de los casos se asumen escenarios donde ya se dispone de recursos suficientes para la restauración. Por lo tanto, no es posible contrastar de manera efectiva el desempeño de las fuentes renovables variables frente a los generadores convencionales en condiciones de restauración con recursos limitados. Esto deja un vacío en la evaluación de estrategias óptimas en sistemas con alta penetración de energías renovables y restricciones operativas reales.

Dado que la capacidad de partida en negro es altamente valorada y escasa, resulta crucial ubicar de forma óptima los recursos que puedan proveer este servicio. La investigación ha ampliado los tipos de recursos BS para incluir fuentes de energía renovables y enlaces HVDC [12], junto a eso se han desarrollado modelos de optimización para determinar la ubicación óptima de las unidades BS, teniendo en cuenta factores como la secuencia de restauración, las restricciones de la red y los escenarios de apagones parciales [13]. Estos modelos incorporan equilibrio de potencia activa, conmutación de transmisión, soporte de potencia reactiva y límites de tensión [14]. Es importante notar que al incorporar la ubicación de infraestructura como variable de decisión la complejidad computacional del problema escala considerablemente, por lo cual es indispensable aplicar técnicas de descomposición.

2.1.2. Técnicas de descomposición y desempeño computacional

Para resolver los problemas enteros mixtos a gran escala resultantes, se han empleado algoritmos de descomposición de escenarios y técnicas de computación en paralelo [13]. Los avances recientes incluyen el desarrollo de desigualdades válidas y reformulaciones para fortalecer el problema, mejorando la eficiencia computacional para sistemas eléctricos más grandes [15]. Estos enfoques de optimización pretenden mejorar la seguridad del restablecimiento y minimizar el tiempo de reposición de servicio teniendo en cuenta las restricciones presupuestarias.

Debido a la gran cantidad de variables de decisión involucradas en los problemas de recuperación, se busca implementar técnicas que mejoren el desempeño computacional, tales como la formulación eficiente de problemas o la adopción de enfoques de descomposición. En [16], se propone un algoritmo de descomposición de enteros mixtos que divide el problema en componentes maestros y esclavos, permitiendo una optimización más rápida de la secuencia de restauración en sistemas a gran escala. Sin embargo, este enfoque depende en gran medida de la correcta definición de las subestructuras del problema, lo que podría afectar su eficacia si la segmentación no es óptima o si existen fuertes interdependencias entre los subproblemas.

En [17], se introduce un enfoque basado en unidades de medición fasorial para identificar rutas de restauración óptimas, asegurando la observabilidad del sistema y evitando la sobrecarga de líneas. Aunque este método permite una respuesta rápida y precisa, su implementación depende de la infraestructura de medición disponible, lo que podría ser una limitación en sistemas con baja penetración de tecnologías avanzadas de monitoreo. Por su parte, en [18] se presenta un sistema multiagente descentralizado (MAS) para la restauración del servicio en entornos inciertos, incorporando incertidumbres en la demanda de carga y en la generación renovable distribuida. Los sistemas MAS tienen la ventaja de distribuir la toma de decisiones y reducir la carga computacional centralizada, permitiendo una restauración más flexible y escalable. No obstante, su desempeño está sujeto a la calidad de la comunicación y coordinación entre agentes, lo que puede ser un desafío en sistemas con infraestructura de comunicación limitada o con alta latencia en la transmisión de datos.

Finalmente, en [19] se propone un método basado en sistemas expertos que emplea cálculos de flujo de potencia para validar rutas de restauración y asistir a los despachadores en la toma de decisiones. Este enfoque proporciona una estrategia estructurada y basada en el conocimiento del sistema, pero su adaptabilidad a escenarios dinámicos y con alta penetración de generación renovable puede ser limitada si no se incorporan mecanismos de aprendizaje o actualización de reglas en tiempo real.

2.1.3. Representación de la demanda y modelos de coordinación

La captación de carga en frío (*Cold Load Pickup*, CLPU) es un fenómeno crítico en la restauración del sistema eléctrico, caracterizado por una irrupción de potencia al reconectar la carga tras un corte [20], [21]. La investigación en esta área se ha centrado en abordar la incertidumbre del CLPU en sistemas de distribución activos. Se han desarrollado modelos dependientes del tiempo que permiten representar con mayor precisión el comportamiento de la carga después de una interrupción, mejorando así las decisiones de restablecimiento

[20]. No obstante, estos modelos requieren datos históricos detallados para una correcta parametrización, lo que puede limitar su aplicabilidad en sistemas con información incompleta o variable en el tiempo. Además, se han implementado técnicas de modelado para capturar la incertidumbre dependiente de la decisión en los procesos de toma de carga, lo que ha llevado al desarrollo de modelos estocásticos de restauración del servicio dependientes de la decisión [21], [22]. Estos modelos optimizan las secuencias de conmutación y los programas de generación de recursos energéticos distribuidos, considerando la incertidumbre del CLPU. Sin embargo, la incorporación de incertidumbre aumenta la complejidad computacional y puede generar soluciones conservadoras que no siempre maximizan el uso de los recursos disponibles. Asimismo, se han propuesto modelos más completos que incorporan tanto la fase de irrupción como la fase de resistencia, junto con métodos dinámicos de restablecimiento de carga que incluyen restricciones de frecuencia, garantizando así la estabilidad del sistema durante el proceso de restauración [23].

Aunque estos enfoques mejoran la seguridad operativa, su aplicación requiere un modelado detallado de la respuesta de la carga y mecanismos de control avanzados, lo que puede representar un desafío en sistemas con infraestructura limitada. Si bien estos avances han permitido desarrollar estrategias de restauración más eficientes y confiables frente a la incertidumbre en la toma de carga, persisten desafíos en términos de escalabilidad y aplicabilidad en redes eléctricas reales. La combinación de estos modelos con técnicas de aprendizaje automático o enfoques híbridos podría mejorar la precisión en la estimación del CLPU sin comprometer el desempeño computacional. Sin embargo, sigue siendo un reto definir un equilibrio entre la fidelidad del modelo y la viabilidad operativa en escenarios prácticos.

El restablecimiento coordinado durante el proceso de restauración representa un gran desafío, especialmente cuando múltiples participantes controlan instalaciones críticas para la recuperación del servicio. Uno de los mayores esfuerzos en este contexto se centra en la integración de los sistemas de transmisión y distribución, considerando los recursos flexibles presentes en la red. En [24], se propone un enfoque distribuido que incorpora el capital humano para trabajos de reparación y la instalación de generadores móviles. Este método permite una restauración más rápida en zonas con infraestructura dañada, aunque su efectividad depende de la disponibilidad de recursos logísticos y del tiempo de respuesta del personal de campo. De manera similar, en [25], se desarrolla un esquema descentralizado que permite la toma de decisiones independiente entre los operadores de transmisión y distribución. Si bien este enfoque mejora la autonomía de los subsistemas y reduce la carga de procesamiento centralizada, también puede generar problemas de coordinación si no se establecen mecanismos adecuados de comunicación y control.

En [26], se presenta un modelo de dos niveles que optimiza las secuencias de arranque de los generadores y la reconfiguración de la red, integrando energías renovables, vehículos eléctricos y sistemas de almacenamiento de energía. Este modelo ofrece una solución más sostenible al incorporar fuentes limpias y recursos distribuidos, sin embargo, su implementación puede ser compleja en sistemas con baja penetración de estas tecnologías o con infraestructura de control limitada. Por otro lado, en [27], se introduce una plataforma para generar y evaluar planes de restauración, demostrando que las soluciones coordinadas superan a las no coordinadas en sus casos de prueba. Si bien la coordinación mejora la eficiencia y robustez de la restauración, su implementación a gran escala requiere herramientas avanzadas de mode-

lado y simulación, lo que puede limitar su aplicabilidad en operadores con menores recursos tecnológicos.

En general, estos estudios subrayan la importancia de estrategias coordinadas y la integración de diversos recursos para mejorar las capacidades de restauración del sistema eléctrico. No obstante, cada enfoque presenta desafíos específicos en términos de escalabilidad, dependencia de la infraestructura existente y capacidad de respuesta ante eventos imprevistos.

Tradicionalmente, los planes de recuperación de servicio adoptados por los operadores del sistema se han basado en heurísticas fijas que evalúan ciertas condiciones de operación [28], [29], [30]. Estos enfoques tienen la ventaja de ser fácilmente interpretables y aplicables, pero pueden carecer de flexibilidad ante escenarios de restauración más dinámicos. En el caso de Chile, el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) establece anualmente su plan de recuperación, dividiendo el país en subsistemas. Para cada zona, se desarrollan planes de operación en función de la disponibilidad de los elementos de la red. Cada estrategia define una serie de pasos a seguir, lo que requiere una operación coordinada entre los distintos actores del sistema, considerando aspectos como la transferencia de potencia, la apertura y cierre de interruptores, el ajuste de tensión en bornes de instalaciones de generación y el encendido de elementos, entre otros [31]. Sin embargo, al ser esquemas predefinidos, pueden no ser óptimos para eventos imprevistos o configuraciones de red con alta variabilidad.

2.1.4. Resumen del estado del arte

En la Tabla 2.1 se presentan, a modo de resumen, las principales contribuciones de los trabajos más relevantes, destacando los aspectos distintivos de sus modelos y alcances.

Tabla 2.1: Tabla resumen estado del arte.

Referencia	Contribución	Participación renovable	Participación almacenamiento	Sistema aplicado	Manejo de incertidumbre
[13]	Se plantea un modelo para asignar de manera óptima las unidades de blackstart en la red, al mismo tiempo que optimiza la secuencia de restauración, y amplía los modelos existentes al incluir restricciones de la red.	No	No	Tx	No
[7]	Se proponen procedimientos para incluir tecnologías renovables como recursos de partida en negro, junto con técnicas para abordar la incertidumbre de generación.	Sí	No	Tx	Sí
[12]	Se propone un método de asignación óptima de la capacidad departida en negro en redes de AC-DC alta con penetración renovable.	Sí	Sí	Tx	No
[15]	Se propone un modelo que impone requisitos para regiones factibles dentro del proceso de restauración.	No	No	Tx	No
[25]	Se presenta un esquema de restauración para lograr una restauración coordinada de un sistema acoplado de transmisión y distribución, asegurando convergencia.	Sí	No	Tx/Dx	No
[21]	Se propone un modelo para manejar la incertidumbre durante proceso de toma de carga en frío. Se construye un modelo de restauración de servicio estocástico en dos etapas (SDDSR).	Sí	Sí	Tx/Dx	Sí

2.2. Contribuciones

En función de lo presentado en la sección anterior, las contribuciones del presente trabajo son las siguientes:

- Formular un modelo de optimización con amplio nivel de detalle, que permite localizar de forma óptima la instalación de sistemas de almacenamiento, considerando criterios de operación económica en condiciones normales y los aportes de estos elementos a la restauración del sistema.
- Integrar recursos de generación renovable dentro del proceso de restauración de la red, tratando su variabilidad.
- Se demuestra que las decisiones de inversión sobre sistemas de almacenamiento cambian al considerar otros criterios distintos a los de operación económica, como es el caso de la recuperación de servicio.

Capítulo 3

Metodología

3.1. Nomenclatura

3.1.1. Conjuntos e índices

Conjunto	Descripción
B	Conjunto de barras .
Fr_b	Conjunto de líneas salientes desde la barra $b \in B$.
To_b	Conjunto de líneas $b \in B$.
G	Conjunto de generadores.
G_b	Conjunto de generadores conectados a la barra $b \in B$.
G^c	Conjunto de generadores convencionales.
G_b^c	Conjunto de generadores convencionales conectados a la barra $b \in B$.
G^r	Conjunto de generadores renovables variables.
G_b^r	Conjunto de generadores renovables variables conectados a la barra $b \in B$.
L	Conjunto de líneas (ordenadas como pares de barras).
S	Conjunto de sistemas de almacenamiento.
T^{BS}	Conjunto de instancias temporales consecutivas para la recuperación del sistema.
T^{Op}	Conjunto de instancias temporales consecutivas para el proceso de operación.

Índice	Descripción
b	Barra.
bs	Ventana de recuperación .
c	Generador convencional.
g	Generadores y almacenamiento.
i, j	Barras terminales para línea de transmisión.

Índice	Descripción
l	Línea de transmisión.
op	Ventana de operación.
r	Generador renovable variable.
s	Almacenamiento.
t	Tiempo.
bs	Ventana de recuperación .

3.1.2. Parámetros

Parámetro	Descripción	Unidad
b_l, g_l	Susceptancia/conductancia de línea de transmisión $l \in L$	-
Bsh_l	Susceptancia shunt de la línea de transmisión $l \in L$	[s]
$CBS_g^c, CBS_g^r, CBS_g^s$	Costo de transformar el generador convencional/renovable/almacenamiento g a una unidad <i>blackstart</i> .	[\$]
CV_g	Costo variable de generador convencional $g \in G^c$	[\$]
$D_{b,t}^{bs}, D_{b,t}^{op}$	Demanda en el bus $b \in B$ al tiempo t durante la fase de restauración/operación.	[MW]
Ei_s	Energía inicial del sistema de almacenamiento $s \in S$	[MWh]
$\bar{E}_s, \underline{E}_s$	Capacidad máxima/mínima de sistema de almacenamiento $s \in S$	[MWh]
\bar{F}_l	Capacidad máxima de línea de transmisión $l \in L$	[MVA]
h	Duración de la ventana de recuperación.	[h]
$K_g^{c-bs}, K_g^{r-bs}, K_g^{s-bs}$	Rampa de generador convencional/renovable/almacenamiento g en temporalidad de restauración.	[MW/h]
$K_g^{c-op}, K_g^{r-op}, K_g^{s-op}$	Rampa de generador convencional/renovable/almacenamiento g en temporalidad de operación	[MW/h]
M^l, M^s	Constante de big-M para líneas/almacenamiento	-
N	Número total de barras	-
PCR_g	Potencia de encendido del generador convencional g	[MW]
$\bar{P}_g^c, \bar{P}_g^r, \bar{P}_g^s$	Potencia máxima del generador convencional/renovable/almacenamiento g .	[MW]
$\underline{P}_g^c, \underline{P}_g^r, \underline{P}_g^s$	Potencia mínima del generador convencional/renovable/almacenamiento g .	[MW]
\underline{Q}_g	Potencia reactiva mínima aportada por generador convencional $g \in G^c$	[MVar]
Qsh_b	Reactor shunt conectado en barra $b \in B$	[MVar]
TCR_g	Tiempo de encendido del generador convencional g	-
ti^{bs}, ti^{op}	Tiempo inicial para fases de restauración y operación.	-
TK_g	Tiempo de rampa del generador convencional g desde $0MW$ hasta \underline{P}_g^s	-

Parámetro	Descripción	Unidad
\bar{V}, \underline{V}	Magnitud de voltaje máximo y mínimo en barras.	[kV]
$Voll_b$	Valor de pérdida de carga en la barra $b \in B$	[\$]
$\alpha_{g,t}^{bs}, \alpha_{g,t}^{op}$	Disponibilidad del recurso para generador renovable $g \in G^r$ durante la restauración/operación	-
β_g	Factor de utilización de potencia de generador renovable $g \in G^r$	-
γ_g	Factor de utilización de capacidad de sistema de almacenamiento $g \in S$	-
$\bar{\delta}, \underline{\delta}$	Ángulo máximo y mínimo en barras.	[rad]
η_g	Eficiencia de ciclo completo del sistema de almacenamiento $g \in S$	-
λ	Peso para fases de restauración y operación.	-
$\cos(\phi_{D_b})$	Factor de potencia de la demanda en barra $b \in B$	-
ω_1, ω_2	Factor de ajuste para magnitudes de fase de operación bajo condiciones normales y restauración	-

3.1.3. Variables

Variable	Descripción	Unidad
$Af_{g,b,t}^{s-bs}$	Flujo de consistencia de sistema de almacenamiento g conectado a la barra b en el tiempo t durante la fase de restauración.	[MW]
$AP_{g,b,t}^{s-bs}$	Potencia activa entregada por el sistema de almacenamiento g conectado a la barra b en el tiempo t durante la fase de restauración.	[MW]
$AuBS_{g,b}^s$	Variable binaria que indica si el sistema de almacenamiento g conectado al bus b es una unidad con partida autónoma.	-
$Au_{g,b,t}^{s-bs}$	<i>Unit commitment</i> del sistema de almacenamiento g conectado en la barra b en el tiempo t durante la fase de restauración.	-
$A_{g,b}$	Matriz de incidencia del sistema de almacenamiento g en el tiempo t .	-
$E_{s,t}$	Energía disponible en sistema de almacenamiento s en el tiempo t durante fase de operación.	[MWh]
$F_{l,t}^{bs}, F_{l,t}^{op}$	Flujo de potencia activa por la línea l en el tiempo t durante la fase de restauración/operación.	[MW]
$Fq_{l,t}^{bs}$	Flujo de potencia reactiva por la línea l en el tiempo t durante la fase de restauración.	[MVar]
$f_{g,t}^{c-bs}, f_{g,t}^{r-bs}, f_{g,t}^{s-bs}$	Flujo de consistencia de generador convencional/renovable/almacenamiento g en el tiempo t durante la fase de restauración.	[MW]

Variable	Descripción	Unidad
$f_{l,t}^{y-bs}$	Flujo de consistencia de la línea de transmisión l en el tiempo t . durante la fase de restauración.	[MW]
$LL_{b,t}^{bs}, LL_{b,t}^{op}$	Demanda no suministrada en la barra b en el tiempo t durante la fase de restauración/operación.	[MW]
$P_{g,t}^{c-bs}, P_{g,t}^{r-bs}, P_{g,t}^{s-bs}$	Potencia activa entregada por el generador convencional/renovable/almacenamiento g en el tiempo t durante la fase de recuperación.	[MW]
$P_{g,b,t}^{s-op}$	Potencia entregada por el almacenamiento g en la barra b en el tiempo t durante la fase de operación.	[MW]
$P_{g,t}^{c-op}, P_{g,t}^{r-op}, P_{g,t}^{s-op}$	Potencia entregada por el generador convencional/renovable/almacenamiento g en el tiempo t durante la fase de operación	[MW]
$P_{g,t}^{s-C}, P_{g,t}^{s-D}$	Potencia de carga/descarga por parte de sistema de almacenamiento s en el tiempo t durante fase de operación.	[MW]
$SOS_{g,t}^{s-op}$	Variable binaria que indica el estado de carga o descarga del almacenamiento g en el tiempo t .	-
$uBS_g^c, uBS_g^r, uBS_g^s$	Variable binaria que indica si el generador convencional/renovable/almacenamiento es una unidad com partida autónoma	-
$u_{g,t}^{c-bs}, u_{g,t}^{r-bs}, u_{g,t}^{s-bs}$	<i>Unit commitment</i> del generador convencional/renovable/almacenamiento g en el tiempo t durante la fase de restauración.	-
$u_{l,t}^{y-bs}, u_{b,t}^{k-bs}$	<i>Unit commitment</i> de la línea de transmisión l /barra b en el tiempo t durante la fase de restauración.	-
$u_{g,t}^{c-op}, u_{g,t}^{r-op}, u_{g,t}^{s-op}$	<i>Unit commitment</i> del generador convencional/renovable/almacenamiento g en el tiempo t durante la fase de operación.	-
$u_{l,t}^{y-op}$	<i>Unit commitment</i> de la línea de transmisión l en el tiempo t durante la fase de operación.	-
$v_{b,t}^{bs}$	Magnitud de la tensión en la barra b en el tiempo t durante la fase de restauración.	[kV]
$x_{g,t}^{c-bs}$	Variable binaria que indica el cambio del <i>commitment</i> generador convencional g en el tiempo t .	-
$y_{g,t}^{c-bs}, z_{g,t}^{c-bs}$	Variable binaria que indica si el generador convencional g se encuentra en fase de encendido/rampa en el tiempo t .	-
$\delta_{b,t}^{bs}, \delta_{b,t}^{op}$	Ángulo de la tensión en la barra b en el tiempo t durante la fase de restauración/operación.	[rad]

3.2. Descripción General

Se propone un modelo de optimización lineal entera mixta que determina la ubicación de sistemas de almacenamiento y otros elementos que puedan participar en la recuperación de servicio luego de un *blackout*. Además, para la definir la ubicación del almacenamiento, también se consideran criterios de operación económica, tomando en cuenta el rol que pueden cumplir estas instalaciones para minimizar los costos operacionales de la red.

La motivación detrás de este modelo recae en la inminente instalación de sistemas de almacenamiento, cuya ubicación tradicionalmente solo considera aspectos económicos operacionales, sin embargo dicha infraestructura puede prestar otros servicios complementarios (SSCC). Además dada la versatilidad de estos elementos es posible brindar más de un SSCC a la vez, pues si el almacenamiento posee energía disponible para el control de frecuencia es factible utilizar la misma energía para una eventual restauración de suministro. Es por esto que resulta atractivo complementar los criterios de instalación del almacenamiento bajo otras miradas como la recuperación de servicio.

El modelo propuesto se encarga de resolver 2 problemas relativamente independientes entre sí, por un lado se realiza la restauración de la red, definiendo el despacho de los elementos del sistema y como estos se reconectan para volver a un estado normal. Un aspecto clave de este proceso es definir que generadores poseerán la capacidad de partida autónoma, pues dicha responsabilidad puede recaer en medios convencionales, renovables variables o sistemas de almacenamiento.

El otro problema que se resuelve es un despacho económico simple, bajo condiciones de operación normales, donde la única variable relevante para este caso es la ubicación del almacenamiento, dado que estos elementos son los únicos que podrían ayudar a una operación más económica, desplazando medios de generación más caros.

En cuanto a las restricciones contempladas en el modelo, para el desarrollo del problema de partida en negro se consideran restricciones de presupuesto, balance de energía activa y reactiva, capacidades de las líneas de transmisión, dinámica de generadores convencionales y renovables, sistemas de almacenamiento y consistencia de la red. Debido al tamaño del problema y los tiempos de ejecución, se presenta un modelo simplificado para representar la dinámica de operación bajo condiciones normales, considerando solo los aportes de potencia activa en la red y un nivel de detalle menor en los medios de generación y almacenamiento.

En el contexto de la planificación de inversiones para planes de recuperación de servicio, se analizan los beneficios que ofrece el almacenamiento de energía en la restauración del sistema tras un apagón total. La ubicación estratégica de estos recursos puede acelerar significativamente la reactivación de los elementos de la red, optimizando el proceso de restauración. A modo de ejemplo, en las Figuras 3.1 y 3.2 se presentan dos configuraciones topológicas con diferentes ubicaciones de los sistemas de almacenamiento. En la primera configuración (Configuración A), todos los recursos de generación se encuentran conectados a una misma barra, mientras que las cargas están ubicadas en un nodo separado. En contraste, en la segunda configuración (Configuración B), el sistema de almacenamiento se sitúa en la misma barra de consumo, lo que genera un orden de encendido distinto, ilustrado en color rojo.

En la Figura 3.1.a, correspondiente a $T = 0$, se muestra el estado inicial de la red antes del proceso de restauración. A medida que avanza la recuperación, en $T = 1$ comienzan a encenderse algunos generadores y, en $T = 2$, se energiza parte de la infraestructura de transmisión, como se ilustra en las Figuras 3.1.b y 3.1.c. Finalmente, en $T = 3$, se inicia el suministro de carga, completando el proceso de restauración y recuperando el estado original de la red, como se observa en la Figura 3.1.d.

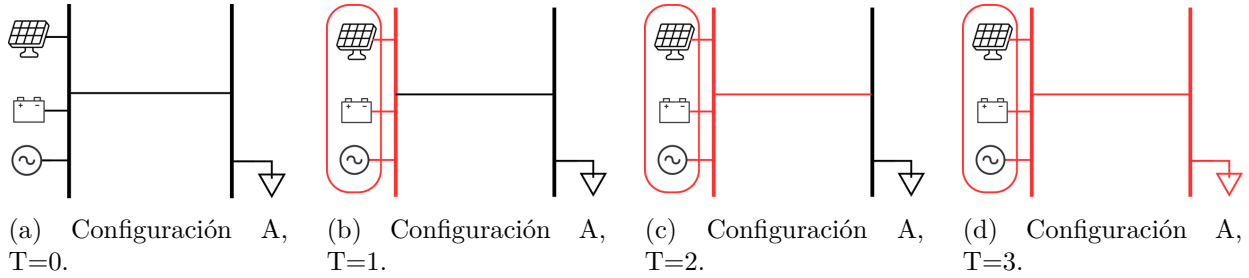


Figura 3.1: Estado de la red durante recuperación de servicio con configuración A.

Otro caso de análisis es el representado en la Figura 3.2.a, donde en $T = 0$ la red se encuentra completamente desenergizada. En $T = 1$, se logra suministrar carga de manera inmediata, como se muestra en la Figura 3.2.b. Posteriormente, en $T = 2$ y $T = 3$, el resto de los elementos comienzan a activarse progresivamente, como se aprecia en las Figuras 3.2.c y 3.2.d.

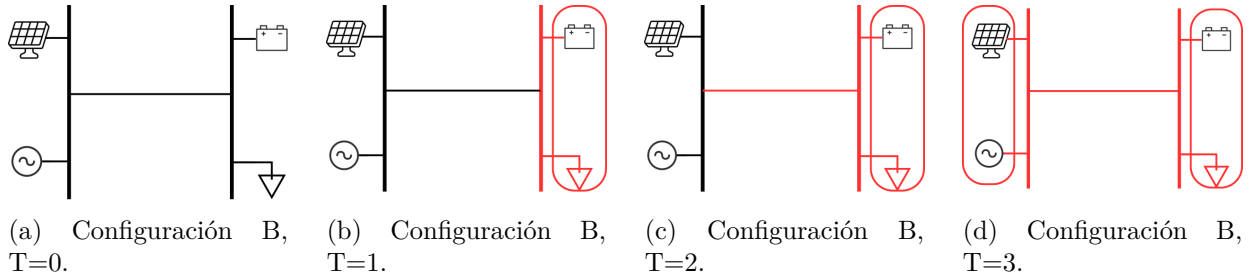


Figura 3.2: Estado de la red durante recuperación de servicio con configuración B.

Como se puede observar, la Configuración B permite restaurar el servicio de manera más rápida en comparación con la Configuración A. Esto resalta la importancia de la ubicación de los sistemas de almacenamiento en la eficiencia del proceso de recuperación del servicio. La elección óptima dependerá de los criterios de la institución responsable, ya que una ubicación distinta podría priorizar otros factores, como la reducción de costos de operación bajo condiciones normales.

3.3. Modelo de optimización

El modelo adopta una serie de supuestos sobre el estado de la red, tales como la ausencia de recursos con partida autónoma en el sistema o que todos los elementos se encuentran apagados al inicio de la restauración. Sin embargo, si se desea estudiar otro escenario, basta con incorporarlo como condiciones iniciales. Un supuesto fundamental es que, una vez energizado, ningún generador, sistema de almacenamiento o barra puede apagarse. Esta condición es esencial para garantizar la consistencia de la red, ya que sin estas restricciones podrían surgir casos de islas totalmente energizadas sin la participación de recursos de generación en un momento específico. Este supuesto no aplica a líneas de transmisión para permitir el *line switching*.

3.3.1. Función objetivo

El modelo busca minimizar los costos de la red en las etapas de operación y restauración, las cuales tienen temporalidades diferentes y solo comparten la topología de la red. El primer ítem se refiere a los costos de operación del sistema, que incluyen los costos variables de los combustibles y la potencia generada por las máquinas convencionales. Además, se considera la posibilidad de tener demanda no suministrada, ponderada por el valor de pérdida de carga. El segundo ítem se refiere a los costos asociados a la pérdida de carga durante la fase de restauración, calculados como la demanda no suministrada multiplicada por el valor de pérdida de carga. Se utilizan los ponderadores w_1 y w_2 para ajustar el peso de ambas fases, para la etapa de operación bajo condiciones normales, w_1 puede ser usado para escalar los costos emulando la operación durante un periodo de tiempo. En cambio, w_2 puede ser utilizado para escalar la demanda no suministrada hasta obtener un valor cercano al SAIDI. Finalmente, tanto los costos de operación como los de restauración son ponderados por un peso en función del factor λ , lo que permite ajustar las prioridades del planificador, tal como se indica en (3.1).

$$\min \lambda \cdot \omega_1 \cdot \left(\sum_{t \in T^{op}} \sum_{b \in B} V_{oll_b} \cdot LL_{b,t}^{op} + \sum_{g \in G^c} P_{g,t}^{c-op} \cdot CV_g \right) + (1 - \lambda) \cdot \omega_2 \cdot \left(\sum_{b \in B} \sum_{t \in T_{bs}} V_{oll_b} \cdot LL_{b,t}^{bs} \right) \quad (3.1)$$

3.3.2. Formulación partida en negro

3.3.2.1. Presupuesto

Las decisiones de inversión para proporcionar la capacidad de partida en negro a cada generador o sistema de almacenamiento están sujetas a un presupuesto máximo, y todas las inversiones se realizan antes de la fase de restauración.

$$\sum_{g \in G^c} CBS_g^c \cdot uBS_g^c + \sum_{g \in G^r} CBS_g^r \cdot uBS_g^r + \sum_{g \in S} CBS_g^s \cdot uBS_g^s \leq B \quad (3.2)$$

3.3.2.2. Balance de potencia activa y reactiva

La ecuación (3.3), extraída de [13], asegura el balance de potencia activa para todas las barras y tiempos. Debido a las características constructivas de los generadores convencionales,

estos pueden consumir potencia activa para su encendido, la cual puede ser suministrada por la red o mediante sus propios medios si poseen la capacidad de partida en negro.

$$\begin{aligned} \sum_{g \in G_b^c} P_{g,t}^{c-bs} + PCR_g \cdot (uBS_g^c - u_{g,t}^{c-bs}) + \sum_{g \in G_b^r} P_{g,t}^{r-bs} + \\ \sum_{g \in S} P_{g,b,t}^{s-bs} \cdot \eta_g + \sum_{l \in T_{ob}} F_{l,t}^{bs} - \sum_{l \in Fr_b} F_{l,t}^{bs} = D_{bt}^{bs} - LL_{b,t}^{bs} \quad \forall b \in B, \forall t \in T^{bs} \end{aligned} \quad (3.3)$$

El modelo permite la existencia de demanda no suministrada, la cual depende del *commitment* de la barra, como se indica en la ecuación (3.4). Si la barra está apagada, el valor de la demanda no suministrada corresponde automáticamente al total de la carga.

$$(1 - u_{b,t}^{k-bs}) \cdot D_{b,t}^{bs} \leq LL_{b,t}^{bs} \leq D_{b,t}^{bs} \quad \forall b \in B, \forall t \in T^{bs} \quad (3.4)$$

En (3.5) asegura el balance de potencia reactiva para todas las barras y tiempos. Los generadores convencionales pueden absorber potencia reactiva luego de terminar la fase de *cranking*. Las líneas de transmisión inyectan potencia reactiva, cuya expresión corresponde a $Bsh_l \cdot V^2$, sin embargo por simplicidad se asume que la tensión tendrá un valor cercano a 1, con lo cual se impone que cada línea de transmisión aportará la mitad de sus reactivos a cada nodo. También se considera la existencia de reactores en las barras como medida de compensación [13].

$$\begin{aligned} \sum_{g \in G_b^c} Q_g \cdot (u_{g,t}^{c-bs} - y_{g,t}^{c-bs}) + \sum_{l \in T_{ob}} \frac{1}{2} Bsh_l \cdot u_{l,t}^{y-bs} + \sum_{l \in T_{ob}} Fq_{l,t}^{bs} - \\ \sum_{l \in Fr_b} Fq_{l,t}^{bs} + \sum_{l \in Fr_b} \frac{1}{2} Bsh_l \cdot u_{l,t}^{y-bs} + Qsh_b \cdot u_{b,t}^{k-bs} = (D_{b,t}^{bs} - LL_{b,t}^{bs}) \cdot \tan(\phi_{D_{b,t}^{bs}}) \end{aligned} \quad \forall b \in B, \forall t \in T^{bs} \quad (3.5)$$

3.3.2.3. Modelo de generadores convencionales

Para modelar el comportamiento, se definen una serie de variables que controlan el encendido, cambio de estado, estado de *cranking*, estado de rampa, operación normal y si un generador posee la capacidad de partida autónoma [7].

Si un generador posee la capacidad de partida en negro, se asumirá que este se encenderá desde el primer instante, tal como se indica en la expresión (3.6).

$$uBS_g^c \leq u_{g,t}^{c-bs} \quad \forall g \in G^c, \forall t \in T^{bs} \quad (3.6)$$

Las expresiones (3.7) y (3.8) determinan el cambio de estado de apagado a encendido.

$$x_{g,t}^{c-bs} = u_{g,t}^{c-bs} \quad \forall g \in G^c, \forall t = ti^{bs} \quad (3.7)$$

$$x_{g,t}^{c-bs} = u_{g,t}^{c-bs} - u_{g,t-1}^{c-bs} \quad \forall g \in G^c, \forall t \in T^{bs} \neq ti^{bs} \quad (3.8)$$

Dado el supuesto de que los generadores nunca se apagan, x_g^t nunca será negativo. Una vez definido x_g^t , se establecen otras variables binarias que regirán el comportamiento del

generador.

Cada generador posee un tiempo de encendido durante el cual consumirá potencia activa. La expresión (3.9) determina el estado de ese generador mientras consume energía y no es capaz de inyectar a la red. Para esto se define una función auxiliar $f(g, t) = \max(0, t - \lceil TCR_g \rceil + 1)$.

$$y_{g,t}^{c-bs} = \sum_{i=f(g,t)}^t x_{g,i}^{c-bs} \quad \forall g \in G^c, \forall t \in T^{bs} \quad (3.9)$$

Luego de finalizada la etapa de *cranking*, el generador comenzará a aumentar la potencia en función de su rampa de generación por un tiempo determinado $TK_g = \frac{PCR_g + Pc_g}{Kc_g}$. Se define la función auxiliar $g(g, t) = \max(0, t - \lceil TCR_g \rceil - \lceil TK_g \rceil + 1)$ para modelar el comportamiento durante la rampa, según se indica en las ecuaciones (3.10) y (3.11).

$$z_{g,t}^{c-bs} = -y_{g,t}^{c-bs} + \sum_{i=g(g,t)}^t x_{g,i}^{c-bs} \quad \forall g \in G^c, \forall t \in T^{bs} \quad (3.10)$$

$$P_{g,t}^{c-bs} \geq \sum_{i=ti^{bs}}^t z_{g,i}^{c-bs} \cdot K_g^{c-bs} \quad \forall g \in G^c, \forall t \in T^{bs} \quad (3.11)$$

Dado que z_g^t es una variable binaria y K_g es un parámetro no negativo, se garantiza que la potencia del generador siempre será no negativa.

Luego de la fase de rampa, la máquina entra en operación normal, pudiendo modificar su generación entre el máximo y mínimo técnico, como se indica en las expresiones (3.12) y (3.13). Estas ecuaciones no presentan problemas si el generador no posee tiempos de rampa o encendido.

$$P_{g,t}^{c-bs} \geq \underline{P}_g^c \cdot (u_{g,t}^{c-bs} - y_{g,t}^{c-bs} - z_{g,t}^{c-bs}) \quad \forall g \in G^c, \forall t \in T^{bs} \quad (3.12)$$

$$P_{g,t}^{c-bs} \leq (\overline{P}_g^c + PCR_g) \cdot (u_{g,t}^{c-bs} - y_{g,t}^{c-bs}) \quad \forall g \in G^c, \forall t \in T^{bs} \quad (3.13)$$

Finalmente, las ecuaciones (3.14) y (3.15) aseguran un correcto comportamiento en relación con las rampas de generación.

$$P_{g,t}^{c-bs} - P_{g,t-1}^{c-bs} \leq K_g^{c-bs} \quad \forall g \in G^c, \forall t \in T^{bs} \neq ti^{bs} \quad (3.14)$$

$$P_{g,t-1}^{c-bs} - P_{g,t}^{c-bs} \leq K_g^{c-bs} \quad \forall g \in G^c, \forall t \in T^{bs} \neq ti^{bs} \quad (3.15)$$

3.3.2.4. Modelo de generadores renovables variables

Como consecuencia de la variabilidad de la generación renovable, es necesario abordar adecuadamente la integración energética de estos recursos si se desea que participen en el proceso de restauración. La mayoría de los modelos en la literatura utilizan el supuesto de que los generadores no se pueden apagar durante el período de restablecimiento. Una de las razones para asumir esto es evitar inconsistencias en la red. Sin embargo, es complejo asegurar este comportamiento con un generador renovable variable. Por lo tanto, para poder utilizar este tipo de tecnologías, se propone limitar la potencia a inyectar en función de la disponibilidad del recurso durante una ventana de tiempo definida.

La ecuación (3.16) garantiza que la potencia de los generadores renovables se mantenga dentro de sus límites técnicos. Para ello, se define la función auxiliar $h(g) = \min(\overline{P}_g^r \cdot \alpha_{g,t}^{bs} \cdot \beta_g)$,

la cual impone una restricción adicional sobre la potencia máxima. En esta formulación, $h(g)$ representa el valor mínimo de potencia que el generador puede suministrar durante toda la ventana de tiempo, ponderado por el factor $\alpha_{g,t}^{bs}$, que refleja la variabilidad del recurso, y por el factor β_g , que toma valores entre 0 y 1 para proporcionar un margen de seguridad. Este último factor actúa de manera análoga a una curva de probabilidad de excedencia, ajustando la potencia entregada en función del nivel de riesgo aceptable. La correcta elección de estos parámetros es crucial, ya que valores inadecuados de $h(g)$ podrían generar inconsistencias en la red si el pronóstico de generación no es preciso. Con esta formulación, se garantiza que el generador pueda suministrar energía de manera continua y confiable durante toda la fase de restauración.

$$\underline{P}_g^r \cdot u_{g,t}^{r-bs} \leq P_{g,t}^{r-bs} \leq h(g) \cdot u_{g,t}^{r-bs} \quad \forall g \in G^r, \forall t \in T^{bs} \quad (3.16)$$

De lo anterior se deduce que si en algún momento la generación es menor que la potencia mínima, el *commitment* del generador tomará el valor de 0 para toda la restauración, tal como se indica en la expresión (3.17).

$$u_{g,t}^{r-bs} \leq \begin{cases} 0 & h(g,t) < \underline{P}_g^r \\ 1 & h(g,t) \geq \underline{P}_g^r \end{cases} \quad \forall g \in G^r, \forall t \in T^{bs} \quad (3.17)$$

El enfoque adoptado en este modelo para gestionar la generación es altamente conservador, ya que la indisponibilidad de un generador en operación podría generar serias inconsistencias en la red. Esto se debe a que, durante un intervalo temporal, podría presentarse la situación en la que una isla permanezca energizada sin contar con recursos de generación que suministren energía. Además, esta condición podría permitir el encendido de nuevos elementos, como barras y otros generadores, afectando el correcto funcionamiento del proceso de restauración. Este problema no afecta a los generadores convencionales que requieren un suministro externo para su arranque, ya que esta necesidad impide su encendido en ausencia de una fuente de energía. Sin embargo, la misma restricción no aplica a los sistemas de almacenamiento ni a los generadores renovables variables, que pueden activarse siempre que su barra de conexión esté energizada, lo que aumenta el riesgo de inconsistencias en la restauración del sistema.

Dada la naturaleza de las tecnologías renovables variables y las escalas temporales consideradas en este problema, se asume que estas no presentan restricciones de rampa de generación ni tiempos de encendido. No obstante, como medida de seguridad, se puede imponer una rampa de generación mediante las expresiones (3.18) y (3.19). Esta restricción no responde a una justificación técnica, sino que refleja una política de operación definida por la institución responsable del proceso de restauración. Debido a que estos procesos suelen llevarse a cabo de manera secuencial, la introducción de este tipo de restricciones limita tanto la toma de carga como la capacidad de generación en cada etapa del restablecimiento del sistema.

$$P_{g,t}^{r-bs} - P_{g,t-1}^{r-bs} \leq K_g^{r-bs} \quad \forall g \in G^r, \forall t \in T^{bs} \neq t_i^{bs} \quad (3.18)$$

$$P_{g,t-1}^{r-bs} - P_{g,t}^{r-bs} \leq K_g^{r-bs} \quad \forall g \in G^r, \forall t \in T^{bs} \neq t_i^{bs} \quad (3.19)$$

Finalmente, este modelo únicamente considera generación renovable variable basada en inversores, como centrales fotovoltaicas y eólicas. Además, se asume que estos recursos no contribuyen potencia reactiva a la red.

3.3.2.5. Modelo de almacenamiento

Al igual que ocurre con los generadores renovables variables, los sistemas de almacenamiento deben ser tratados para cumplir con los mismos requerimientos, asegurando que puedan entregar energía durante toda la ventana de recuperación. Para esto, se asume que todo sistema de almacenamiento que participe en el proceso de recuperación será capaz de entregar un porcentaje de su capacidad durante todo el periodo. La potencia máxima que puede entregar es ponderada por un factor γ_g entre 0 y 1, el cual debe considerar la capacidad total del mismo, de forma que se cumplan las ecuaciones (3.20) y (3.21), donde h corresponde al tiempo de duración de la ventana de recuperación. Estas restricciones sobre los parámetros son necesarias para garantizar que la energía de este tipo de tecnología sea suficiente durante toda la ventana de recuperación.

$$\gamma_g \leq \frac{\overline{E}_g}{\overline{P}_g^s \cdot h} \quad \forall g \in S \quad (3.20)$$

$$\gamma_g \geq \frac{P_g^s}{\overline{P}_g^s} \quad \forall g \in S \quad (3.21)$$

En la ecuación (3.22) se establecen los límites de potencia en función de su *commitment*.

$$\underline{P}_g^s \cdot u_{g,t}^{s-bs} \leq P_{g,t}^{s-bs} \leq \overline{P}_g^s \cdot \gamma_g \cdot u_{g,t}^{s-bs} \quad \forall g \in S, \forall t \in T^{bs} \quad (3.22)$$

Al igual que los generadores renovables variables, se asume que los sistemas de almacenamiento no poseen restricciones de rampa. Sin embargo, mediante las ecuaciones (3.23) y (3.24), se puede limitar la generación.

$$P_{g,t}^{s-bs} - P_{g,t-1}^{s-bs} \leq K_g^{s-bs} \quad \forall g \in S, \forall t \in T^{bs} \neq t^{bs} \quad (3.23)$$

$$P_{g,t-1}^{s-bs} - P_{g,t}^{s-bs} \leq K_g^{s-bs} \quad \forall g \in S, \forall t \in T^{bs} \neq t^{bs} \quad (3.24)$$

El modelo se encarga de determinar la ubicación óptima de los recursos de almacenamiento. Para ello, la restricción (3.25) establece que cada sistema solo puede estar en una barra.

$$\sum_{b \in B} A_{g,b} = 1 \quad \forall g \in S \quad (3.25)$$

Para poder incluir la potencia del almacenamiento en cada barra dentro de la ecuación (3.6), se define la variable auxiliar $P_{g,b,t}^{s-bs}$ mediante la expresión (3.26).

$$P_{g,b,t}^{s-bs} = P_{g,t}^{s-bs} \cdot A_{g,b} \quad \forall g \in S, \forall b \in B, \forall t \in T^{bs} \quad (3.26)$$

Como se están multiplicando 2 variables de decisión, el problema queda no convexo. Por lo tanto, se procede a linealizar mediante las ecuaciones (3.27), (3.28) y (3.29).

$$P_{g,b,t}^{s-bs} \leq A_{g,b} \cdot M^s \quad \forall g \in S, \forall b \in B, \forall t \in T^{bs} \quad (3.27)$$

$$P_{g,b,t}^{s-bs} \leq P_{g,t}^{s-bs} \quad \forall g \in S, \forall b \in B, \forall t \in T^{bs} \quad (3.28)$$

$$P_{g,t}^{s-bs} - P_{g,b,t}^{s-bs} + M^s \cdot A_{g,b} \leq M^s \quad \forall g \in S, \forall b \in B, \forall t \in T^{bs} \quad (3.29)$$

Finalmente, asumimos que los sistemas de almacenamiento no aportan potencia reactiva a la red.

3.3.2.6. Líneas de transmisión

Los flujos de potencia activa y reactiva por las líneas de transmisión están limitados, como se muestra en (3.30), (3.31), (3.32) y (3.33).

$$F_{l,t}^{bs} + Fq_{l,t}^{bs} \leq \bar{F}_l \cdot u_{l,t}^{y-bs} \quad \forall l \in L, \forall t \in T^{bs} \quad (3.30)$$

$$F_{l,t}^{bs} - Fq_{l,t}^{bs} \leq \bar{F}_l \cdot u_{l,t}^{y-bs} \quad \forall l \in L, \forall t \in T^{bs} \quad (3.31)$$

$$-F_{l,t}^{bs} + Fq_{l,t}^{bs} \leq \bar{F}_l \cdot u_{l,t}^{y-bs} \quad \forall l \in L, \forall t \in T^{bs} \quad (3.32)$$

$$-F_{l,t}^{bs} - Fq_{l,t}^{bs} \leq \bar{F}_l \cdot u_{l,t}^{y-bs} \quad \forall l \in L, \forall t \in T^{bs} \quad (3.33)$$

Dado que se inician las líneas con una toma de carga pequeña o nula, en la ecuación (3.34) se limita la tensión en las barras. Esto se realiza debido a fenómenos como el efecto *Ferranti*, donde la magnitud del voltaje puede alcanzar valores peligrosos para los equipos en la red.

$$\underline{V} \leq v_{b,t}^{bs} \leq \bar{V} \quad (\forall b \in B, \forall t \in T^{bs}) \quad (3.34)$$

En la expresión (3.34), se limita el ángulo máximo que puede tener la tensión en todas las barras del sistema.

$$\underline{\delta} \leq \delta_{b,t}^{bs} \leq \bar{\delta} \quad \forall b \in B, \forall t \in T^{bs} \quad (3.35)$$

Para representar las transferencias de potencia por las líneas de transmisión, se formula el flujo linealizado en las ecuaciones (3.36), (3.37), (3.38) y (3.39) vía *Big-M*. Los índices i, j corresponden a los nodos de la línea l .

$$b_l \cdot (\delta_{i,t}^{bs} - \delta_{j,t}^{bs}) + F_{l,t}^{bs} \leq (1 - u_{l,t}^{y-bs}) \cdot M^l \quad \forall l = (i, j) \in L, \forall t \in T^{bs} \quad (3.36)$$

$$b_l \cdot (\delta_{i,t}^{bs} - \delta_{j,t}^{bs}) + F_{l,t}^{bs} \geq (u_{l,t}^{y-bs} - 1) \cdot M^l \quad \forall l = (i, j) \in L, \forall t \in T^{bs} \quad (3.37)$$

$$b_l \cdot (v_{i,t}^{bs} - v_{j,t}^{bs}) + g_l \cdot (\delta_{i,t}^{bs} - \delta_{j,t}^{bs}) + Fq_{l,t}^{bs} \leq (1 - u_{l,t}^{y-bs}) \cdot M^l \quad \forall l = (i, j) \in L, \forall t \in T^{bs} \quad (3.38)$$

$$b_l \cdot (v_{i,t}^{bs} - v_{j,t}^{bs}) + g_l \cdot (\delta_{i,t}^{bs} - \delta_{j,t}^{bs}) + Fq_{l,t}^{bs} \geq (u_{l,t}^{y-bs} - 1) \cdot M^l \quad \forall l = (i, j) \in L, \forall t \in T^{bs} \quad (3.39)$$

3.3.2.7. Restricciones de consistencia de la red y partida en negro

Para asegurar un correcto proceso de restauración, es necesario definir una serie de restricciones que garanticen un orden de encendido consistente. En las ecuaciones (3.40), (3.41), (3.42) y (3.43) se establecen los flujos de consistencia para generadores convencionales, generadores renovables, almacenamiento y líneas de transmisión en función del *commitment* [16], [13], [15].

$$0 \leq f_{g,t}^{c-bs} \leq u_{g,t}^{c-bs} \quad \forall g \in G^c, \forall t \in T^{bs} \quad (3.40)$$

$$0 \leq f_{g,t}^{r-bs} \leq u_{g,t}^{r-bs} \quad \forall g \in G^r, \forall t \in T^{bs} \quad (3.41)$$

$$0 \leq f_{g,t}^{s-bs} \leq u_{g,t}^{s-bs} \quad \forall g \in S, \forall t \in T^{bs} \quad (3.42)$$

$$-u_{l,t}^{y-bs} \leq f_{l,t}^{y-bs} \leq u_{l,t}^{y-bs} \quad \forall l \in L, \forall t \in T^{bs} \quad (3.43)$$

Dado que la ubicación del almacenamiento no es fija y al igual que en las restricciones (3.26), (3.27), (3.28) y (3.29), se define la ecuación (3.44) para establecer el flujo de consistencia del almacenamiento con su respectiva barra.

$$A f_{g,b,t}^{s-bs} = f_{g,t}^{s-bs} \cdot A_{g,b} \quad \forall g \in S, \forall b \in B, \forall t \in T^{bs} \quad (3.44)$$

De forma análoga se definen las ecuaciones (3.45), (3.46) y (3.47) para linealizar la ecuación (3.44). Nótese que el valor que toma la constante del *Big-M* para este caso es 1, pues todas estas variables están acotadas por el *commitment* o son binarias.

$$A f_{g,b,t}^{s-bs} - 1 \cdot A_{g,b} \leq 0 \quad \forall g \in S, \forall b \in B, \forall t \in T^{bs} \quad (3.45)$$

$$A f_{g,b,t}^{s-bs} - f_{g,t}^{s-bs} \leq 0 \quad \forall g \in S, \forall b \in B, \forall t \in T^{bs} \quad (3.46)$$

$$f_{g,t}^{s-bs} - A f_{g,b,t}^{s-bs} + 1 \cdot A_{g,b} \leq 1 \quad \forall g \in S, \forall b \in B, \forall t \in T^{bs} \quad (3.47)$$

La expresión (3.48) garantiza que todo bus energizado tenga al menos un generador o almacenamiento encendido, junto con la posibilidad de que existan flujos provenientes de otra zona, evitando así el encendido de alguna barra por sí sola.

$$\sum_{l \in To(b)} f_{l,t}^{y-bs} - \sum_{l \in Fr(b)} f_{l,t}^{y-bs} + \sum_{g \in G_b^c} f_{g,t}^{c-bs} + \sum_{g \in G_b^r} f_{g,t}^{r-bs} + \sum_{g \in S} A f_{g,b,t}^{s-bs} = \frac{1}{N} u_{b,t}^{k-bs} \quad \forall b \in B, \forall t \in T^{bs} \quad (3.48)$$

La expresión (3.49) relaciona el *commitment* de la barra con los generadores convencionales conectados a ella. Si un generador se enciende por sí solo al tener la capacidad de blackstart, implica que la barra en cuestión también se considerará encendida.

$$u_{g,t}^{c-bs} \leq u_{b,t}^{k-bs} \quad \forall g \in G_b^c, \forall t \in T^{bs} \quad (3.49)$$

Una línea solo puede ser energizada si uno de sus extremos fue energizado en un instante anterior, tal como se indica en la ecuación (3.50). Adicionalmente, en la ecuación (3.51) se impone que si una línea se energiza, implica que ambos extremos están encendidos.

$$u_{(i,j),t}^{y-bs} \leq u_{i,t-1}^{k-bs} + u_{j,t-1}^{k-bs} \quad \forall (i,j) \in L, \forall t \in T^{bs} \neq t_i^{bs} \quad (3.50)$$

$$u_{(i,j),t}^{y-bs} \leq u_{i,t}^{k-bs}, \quad u_{(i,j),t}^{y-bs} \leq u_{j,t}^{k-bs} \quad \forall (i,j) \in L, \forall t \in T^{bs} \quad (3.51)$$

En las ecuaciones (3.52), (3.53), (3.54) y (3.55) se establece que los generadores convencionales, generadores renovables, sistemas de almacenamiento y las barras, una vez energizados, nunca cambiarán su estado.

$$u_{g,t}^{c-bs} \geq u_{g,t-1}^{c-bs} \quad \forall g \in G^c, \forall t \in T^{bs} \neq t_i^{bs} \quad (3.52)$$

$$u_{g,t}^{r-bs} \geq u_{g,t-1}^{t,bs} \quad \forall g \in G^r, \forall t \in T^{bs} \neq t_i^{bs} \quad (3.53)$$

$$u_{g,t}^{s-bs} \geq u_{g,t-1}^{s-bs} \quad \forall g \in S, \forall t \in T^{bs} \neq ti^{bs} \quad (3.54)$$

$$u_{b,t}^{k-bs} \geq u_{b,t-1}^{k-bs} \quad \forall b \in B, \forall t \in T^{bs} \neq ti^{bs} \quad (3.55)$$

Dado que los generadores renovables y los sistemas de almacenamiento no consumen *cranking power*, se requieren otras restricciones para incorporar este tipo de tecnologías en el modelo. En las ecuaciones (3.56) y (3.57) se impone que si un generador renovable tiene la capacidad de partida en negro, entonces tanto su barra como la máquina misma se consideran encendidas durante toda la ventana de restauración.

Si solo se utilizara un equivalente a la restricción (3.49) para los generadores renovables, podría ocurrir que estos se enciendan por sí solos, independientemente de si tienen la capacidad de partida en negro o no.

$$uBS_g^r \leq u_{g,t}^{r-bs} \quad \forall g \in G^r, \forall t \in T^{bs} \quad (3.56)$$

$$uBS_g^r \leq u_{b,t}^{k-bs} \quad \forall g \in G_b^r, \forall t \in T^{bs} \quad (3.57)$$

Utilizando la restricción (3.58), se establece que la barra del generador debe estar energizada antes de que el propio generador pueda encenderse, permitiendo así que el equipo entre en un estado de operación normal. En caso de que el generador tenga la capacidad de partida autónoma, esta restricción no presenta problemas, ya que las ecuaciones (3.56) y (3.57) garantizan un encendido adecuado.

$$u_{g,t}^{r-bs} \leq u_{b,t-1}^{k-bs} \quad \forall g \in G_b^r, \forall t \in T^{bs} \neq ti^{bs} \quad (3.58)$$

Para los sistemas de almacenamiento se define la ecuación (3.59) de manera similar a como se hace en (3.56). Sin embargo, si se desea incluir un análogo a (3.57) para los sistemas de almacenamiento, es necesario relacionar la ubicación de estos en la red. Para esto se define la ecuación (3.60).

$$uBS_g^s \leq u_{g,t}^{s-bs} \quad \forall g \in S, \forall t \in T^{bs} \quad (3.59)$$

$$A_{g,b} \cdot uBS_g^s \leq u_{b,t}^{k-bs} \quad \forall b \in B, \forall g \in S, \forall t \in T^{bs} \quad (3.60)$$

Como la expresión (3.60) no es lineal, se define la variable auxiliar $AuBS_{g,b} = A_{g,b} \cdot uBS_g^s$, con la cual se puede linealizar mediante (3.61), (3.62), (3.63) y (3.64).

$$AuBS_{g,b} \leq u_{b,t}^{k-bs} \quad \forall b \in B, \forall g \in S, \forall t \in T^{bs} \quad (3.61)$$

$$AuBS_{g,b} \leq A_{g,b} \quad \forall b \in B, \forall g \in S \quad (3.62)$$

$$AuBS_{g,b} \leq uBS_g^s \quad \forall b \in B, \forall g \in S \quad (3.63)$$

$$AuBS_{g,b} \geq A_{g,b} + uBS_g^s - 1 \quad \forall b \in B, \forall g \in S \quad (3.64)$$

Finalmente, al igual que se define (3.58) para los generadores renovables, es necesario modelar algo similar para el almacenamiento. Sin embargo, se enfrenta el mismo problema de la ubicación que en (3.60). Por lo tanto, se define la ecuación (3.65), junto con la variable auxiliar $Au_{g,b}^t = A_{g,b} \cdot us_g^t$, para luego linealizar mediante las ecuaciones (3.66), (3.67), (3.68) y (3.69).

$$A_{g,b} \cdot u_{g,t}^{s-bs} \leq u_{b,t-1}^{k-bs} \quad \forall b \in B, \forall g \in S, \forall t \in T^{bs} \neq ti^{bs} \quad (3.65)$$

$$Au_{g,b,t}^{bs} \leq u_{b,t-1}^{k-bs} \quad \forall b \in B, \forall g \in S, \forall t \in T^{bs} \neq ti^{bs} \quad (3.66)$$

$$Au_{g,b,t}^{bs} \leq A_{g,b} \quad \forall b \in B, \forall g \in S, \forall t \in T^{bs} \quad (3.67)$$

$$Au_{g,b,t}^{bs} \leq u_{g,t}^{s-bs} \quad \forall b \in B, \forall g \in S, \forall t \in T^{bs} \quad (3.68)$$

$$Au_{g,b,t}^{bs} \geq A_{g,b} + u_{g,t}^{s-bs} - 1 \quad \forall b \in B, \forall g \in S, \forall t \in T^{bs} \quad (3.69)$$

3.3.3. Modelo de operación

Para abordar el problema de operación, se emplea un nivel de detalle inferior en comparación con el problema de partida en negro. En este caso, no se consideran aspectos como los aportes de potencia reactiva, tiempos de encendido, niveles de tensión, entre otros. Otra diferencia significativa radica en el tratamiento de los generadores y sistemas de almacenamiento, los cuales tienen libertad de operación para garantizar una operación económica.

3.3.3.1. Balance de potencia activa en operación

La ecuación (3.70) asegura el balance de potencia para todas las barras y tiempos, permitiendo tener demanda no suministrada, como se define en (3.71).

$$\begin{aligned} \sum_{g \in G_b^c} P_{g,t}^{c-op} + \sum_{g \in G_b^r} P_{g,t}^{r-op} + \sum_{g \in S} P_{g,b,t}^{s-op} + \sum_{l \in T_{ob}} F_{l,t}^{op} \\ - \sum_{l \in F_{rb}} F_{l,t}^{op} = D_{b,t}^{op} - LL_{b,t}^{op} \quad \forall b \in B, \forall t \in T^{op} \end{aligned} \quad (3.70)$$

$$0 \leq LL_{b,t}^{op} \leq D_{b,t}^{op}, \quad \forall b \in B, \forall t \in T^{op} \quad (3.71)$$

3.3.3.2. Líneas de transmisión en operación

Los flujos de potencia activa por las líneas de transmisión están limitados, como se muestra en las ecuaciones (3.72) y (3.73).

$$F_{l,t}^{op} \leq \bar{F}_l \cdot u_{l,t}^{y-op} \quad \forall l \in L, \forall t \in T^{op} \quad (3.72)$$

$$-F_{l,t}^{op} \leq \bar{F}_l \cdot u_{l,t}^{y-op} \quad \forall l \in L, \forall t \in T^{op} \quad (3.73)$$

En la expresión (3.74), se establecen los límites del ángulo que puede tener la tensión en todas las barras del sistema.

$$\delta \leq \delta_{b,t}^{op} \leq \bar{\delta} \quad \forall b \in B, \forall t \in T^{op} \quad (3.74)$$

Para representar las transferencias de potencia por las líneas de transmisión, se formula el flujo linealizado en las ecuaciones (3.75) y (3.76) vía *Big-M*. Los índices i, j corresponden a los nodos de la línea l .

$$b_l \cdot (\delta_{i,t}^{op} - \delta_{j,t}^{op}) + F_{l,t}^{op} \leq (1 - u_{l,t}^{y-op}) \cdot M^l \quad \forall l = (i, j) \in L, \forall t \in T^{op} \quad (3.75)$$

$$b_l \cdot (\delta_{i,t}^{op} - \delta_{j,t}^{op}) + F_{l,t}^{op} \geq (u_{l,t}^{y-op} - 1) \cdot M^l \quad \forall l = (i, j) \in L, \forall t \in T^{op} \quad (3.76)$$

3.3.3.3. Modelo de almacenamiento en operación

Se implementa una operación libre de los sistemas de almacenamiento despachables, permitiéndoles consumir e inyectar potencia con el objetivo de minimizar los costos de operación en la red. En las ecuaciones (3.77) y (3.78) se considera la restricción de inventario, utilizando η_g como la eficiencia del ciclo completo.

$$E_{g,t} = E i_g \quad \forall g \in S, \forall t = ti^{op} \quad (3.77)$$

$$E_{g,t} = E_{g,t-1} + P_{g,t}^{s-C} \cdot \eta_g - P_{g,t}^{s-D} \quad \forall g \in S, \forall t \in T^{op} \neq ti^{op} \quad (3.78)$$

En las ecuaciones (3.79) y (3.80) se establecen los límites de potencia y energía para el almacenamiento.

$$\underline{E}_g \leq E_{g,t} \leq \overline{E}_g \quad \forall g \in S, \forall t \in T^{op} \quad (3.79)$$

$$-\overline{P}_g^s \cdot u_{g,t}^{s-op} \leq P_{g,b,t}^{s-op} \leq \overline{P}_g^s \cdot u_{g,t}^{s-op} \quad \forall b \in B, \forall g \in S, \forall t \in T^{op} \quad (3.80)$$

La ecuación (3.81) describe la potencia del almacenamiento, la cual incluye componentes de carga y descarga que no están relacionadas con la barra en la que realizarán su aporte. Por lo tanto, se definen las ecuaciones (3.82) y (3.83).

$$P_{g,b,t}^{s-op} = -P_{g,b,t}^{s-C} + P_{g,b,t}^{s-D} \quad \forall b \in B, \forall g \in S, \forall t \in T^{op} \quad (3.81)$$

$$P_{g,b,t}^{s-C} = P_{g,t}^{s-C} \cdot A_{g,b} \quad \forall b \in B, \forall g \in S, \forall t \in T^{op} \quad (3.82)$$

$$P_{g,b,t}^{s-D} = P_{g,t}^{s-D} \cdot A_{g,b} \quad \forall b \in B, \forall g \in S, \forall t \in T^{op} \quad (3.83)$$

Dado que las ecuaciones (3.82) y (3.83) implican la multiplicación de dos variables de decisión, se introducen las ecuaciones (3.84), (3.85) y (3.86) como sustitutos de (3.82), y las ecuaciones (3.87), (3.88) y (3.89) como sustitutos de (3.83).

$$P_{g,b,t}^{s-C} \leq A_{g,b} \cdot M^s \quad \forall b \in B, \forall g \in S, \forall t \in T^{op} \quad (3.84)$$

$$P_{g,b,t}^{s-C} \leq P_{g,t}^{s-C} \quad \forall b \in B, \forall g \in S, \forall t \in T^{op} \quad (3.85)$$

$$P_{g,t}^{s-C} - P_{g,b,t}^{s-C} + M^s \cdot A_{g,b} \leq M^s \quad \forall b \in B, \forall g \in S, \forall t \in T^{op} \quad (3.86)$$

$$P_{g,b,t}^{s-D} \leq A_{g,b} \cdot M^s \quad \forall b \in B, \forall g \in S, \forall t \in T^{op} \quad (3.87)$$

$$P_{g,b,t}^{s-D} \leq P_{g,t}^{s-D} \quad \forall b \in B, \forall g \in S, \forall t \in T^{op} \quad (3.88)$$

$$P_{g,t}^{s-D} - P_{g,b,t}^{s-D} + M^s \cdot A_{g,b} \leq M^s \quad \forall b \in B, \forall g \in S, \forall t \in T^{op} \quad (3.89)$$

Es importante indicar que la unicidad de ubicación de cada sistema de almacenamiento ya está garantizada por la ecuación (3.25).

Finalmente, mediante las ecuaciones 3.90 y 3.90 se impide la carga y descarga de cada unidad de almacenamiento.

$$0 \leq P_{g,t}^{s-C} \leq \bar{P}_g^s \cdot SOS_{g,t}^{s-op} \quad (3.90)$$

$$0 \leq P_{g,t}^{s-D} \leq \bar{P}_g^s \cdot (1 - SOS_{g,t}^{s-op}) \quad (3.91)$$

3.3.3.4. Modelo de generadores convencionales y renovables en operación

Para generadores convencionales, en (3.92) se establecen los límites de potencia en función del despacho, además de incorporar restricciones de rampa en (3.93) y (3.94).

$$\underline{P}_g^c \cdot u_{g,t}^{c-op} \leq P_{g,t}^{c-op} \leq \bar{P}_g^c \cdot u_{g,t}^{c-op} \quad \forall g \in G^c, \forall t \in T^{op} \quad (3.92)$$

$$P_{g,t}^{c-op} - P_{g,t-1}^{c-op} \leq K_g^{c-op} \quad \forall g \in G^c, \forall t \in T^{op} \neq ti^{op} \quad (3.93)$$

$$P_{g,t-1}^{c-op} - P_{g,t}^{c-op} \leq K_g^{c-op} \quad \forall g \in G^c, \forall t \in T^{op} \neq ti^{op} \quad (3.94)$$

Finalmente, en (3.95) se establecen los límites de potencia a inyectar por los generadores renovables, los cuales están sujetos a la disponibilidad del recurso renovable $\alpha_{g,t}^{op}$.

$$\underline{P}_g^r \cdot u_{g,t}^{r-op} \leq P_{g,t}^{r-op} \leq \bar{P}_g^r \cdot \alpha_{g,t}^{op} \cdot u_{g,t}^{r-op} \quad \forall g \in G^r, \forall t \in T^{op} \quad (3.95)$$

Capítulo 4

Resultados y análisis

En el presente capítulo se exponen y analizan los casos de estudio utilizando la metodología descrita en el Capítulo 3.

4.1. Descripción del caso de estudio

Esta investigación tiene como objetivo comprender el efecto de la ubicación de recursos con capacidad de partida autónoma en la recuperación del sistema. Para ello, se aplica el modelo propuesto sobre la red IEEE de 39 barras modificada [32], la cual incluye los siguientes elementos:

- 10 Generadores convencionales.
- 10 Generadores renovables variables.
 - 5 Generadores fotovoltaicos.
 - 5 Generadores eólicos.
- 3 Sistemas de almacenamiento.
- 46 Líneas de transmisión
- 39 Barras.
- 20 Cargas.

El horizonte temporal de simulación del modelo varía entre la etapa de restauración y operación. Para la recuperación del sistema se contempla una ventana de 2 horas, con una granularidad temporal de 5 minutos, teniendo así 24 instancias temporales discretas. La justificación para tener un detalle fino está motivada en representar correctamente la dinámica de restauración, en especial el patrón de encendido de los elementos de la red, buscando recuperar el suministro lo antes posible. Durante la fase de operación se simulan 24 horas, emulando un día típico utilizando una resolución temporal horaria, siendo suficiente para recoger las interacciones en la red.

Para la restauración, se asume una carga constante durante toda la ventana, ignorando efectos como la demanda fría. Para la fase de operación se contempla una demanda variable. La inclusión de una demanda que varía en el tiempo tiene un efecto especial en la localización

del almacenamiento, pues esta clase de tecnologías se caracteriza por tener una respuesta muy rápida, supliendo las necesidades de rampa y flexibilidad de la red, permitiendo desplazar generación con base en combustibles fósiles.

Los generadores renovables variables se diferencian entre sí por un perfil de generación que toma valores entre 0 y 1, ponderando la capacidad nominal. Para el caso de estudio se contemplan 2 tecnologías de generación, las cuales se integran como 5 generadores fotovoltaicos y 5 eólicos. Dado que se utiliza el recurso solar, es importante estudiar la restauración de la red en bloques temporales con y sin generación solar.

Para poder analizar de forma simple los efectos de las inversiones en recursos con partida en negro, se tomará como caso de estudio una red que no posee la capacidad de partida autónoma.

Como se indicó en la Ecuación 3.1, el factor λ es un peso que pondera los componentes de las fases de restauración y operación, por lo tanto, es importante analizar los efectos sobre las variaciones de este parámetro.

En función de lo indicado anteriormente, a continuación se listan los casos de estudio a simular:

- Recuperación del sistema durante el día, $\lambda = 0$
- Recuperación del sistema durante el día, $\lambda = 0.1$
- Recuperación del sistema durante el día, $\lambda = 0.5$
- Recuperación del sistema durante el día, $\lambda = 0.9$
- Recuperación del sistema durante el día, $\lambda = 1$
- Recuperación del sistema durante la noche, $\lambda = 0$
- Recuperación del sistema durante la noche, $\lambda = 0.1$
- Recuperación del sistema durante la noche, $\lambda = 0.5$
- Recuperación del sistema durante la noche, $\lambda = 0.9$
- Recuperación del sistema durante la noche, $\lambda = 1$

4.2. Datos de entrada

4.2.1. Generación y sistemas de almacenamiento

Para representar a los sistemas de generación convencional se consideran diversos costos de inversión para brindar la capacidad de partida en negro, tiempos de encendido y potencia de arranque, cuyos valores se indican en la Tabla 4.1. La elección de estos valores es referencial y busca representar una amplia variedad de parámetros técnicos en las máquinas convencionales, sin tener relación con valores reales.

Tabla 4.1: Parámetros generadores convencionales.

Generador convencional	Nodo	Costo partida en negro [\$]	Costo variable [\$]	Rampa de generación en restauración [MW/h*]	Rampa de generación en operación [MW/h]	Potencia de arranque [MW]	Potencia activa mínima [MW]	Potencia activa máxima [MW]	Potencia reactiva mínima [MVar]	Tiempo de encendido [steps]
1	30	10.4	45	1.56	10.4	1.04	2.08	10.4	-2	100
2	31	6.46	45	0.969	6.46	0.646	1.292	6.46	-2	100
3	32	7.25	90	1.0875	7.25	0.725	1.45	7.25	-2	12
4	33	6.52	90	0.978	6.52	0.652	1.304	6.52	-2	12
5	34	5.08	200	0.762	5.08	0.508	1.016	5.08	-2	6
6	35	6.87	90	1.0305	6.87	0.687	1.374	6.87	-2	12
7	36	5.8	200	0.87	5.8	0.58	1.16	5.8	-2	6
8	37	5.64	200	0.846	5.64	0.564	1.128	5.64	-2	6
9	38	8.65	90	1.2975	8.65	0.865	1.73	8.65	-2	12
10	39	11	45	1.65	11	1.1	2.2	11	-2	100

Para representar un sistema con alta penetración de generación renovable, se incluyen fuentes eólicas y fotovoltaicas. En la Tabla 4.2 se indican los parámetros de estas tecnologías. No se consideran rampas de generación de los generadores renovables variables durante las fases de restauración y operación; por lo tanto, los valores indicados corresponden a sus potencias máximas.

Tabla 4.2: Parámetros generadores renovables variables.

Generador renovable	Nodo	Costo partida en negro [\$]	Rampa de generación en restauración [MW/h*]	Rampa de generación en operación [MW/h]	Potencia activa mínima [MW]	Potencia activa máxima [MW]	β
1	28	3	20	20	0.1	20	0.5
2	18	3	20	20	0.1	20	0.5
3	15	3	20	20	0.1	20	0.5
4	2	3	20	20	0.1	20	0.5
5	4	3	20	20	0.1	20	0.5
6	13	3	10	10	0.1	10	0.5
7	23	3	10	10	0.1	10	0.5
8	24	3	10	10	0.1	10	0.5
9	20	3	10	10	0.1	10	0.5
10	12	3	10	10	0.1	10	0.5

Las unidades de almacenamiento no tienen una ubicación fija, siendo esta una variable de decisión del problema. En la Tabla 4.3 se presentan los datos de entrada para esta tecnología.

Tabla 4.3: Parámetros sistemas de almacenamiento.

Almacenamiento	Costo partida en negro [\$]	Rampa de generación en restauración [MW/h*]	Rampa de generación en operación [MW/h]	Potencia activa mínima MW	Potencia activa máxima [MW]	Eficiencia ciclo completo (η)	Utilización de capacidad (γ)	Energía máxima [MWh]	Energía mínima [MWh]
1	3	10	10	0.1	10	0.9	0.2	20	0.1
2	3	10	10	0.1	10	0.9	0.2	20	0.1
3	3	10	10	0.1	10	0.9	0.2	20	0.1

4.2.2. Transmisión

Para representar el sistema de transmisión, se implementan tanto líneas de transmisión como transformadores. Estos últimos se simplifican mediante su reactancia, lo que en la

práctica los hace equivalentes a una línea de transmisión en términos de tratamiento. Los parámetros que permiten caracterizar los elementos de transmisión se presentan en la Tabla A.1, disponible en los anexos.

4.2.3. Demanda

Durante la fase de restauración se asume una demanda constante, tomando como valor el máximo para cada barra durante la fase de operación, indicado en la Tabla 4.4.

Tabla 4.4: Demanda máxima por nodo.

Nodo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Demanda [MW]	0.976	0	3.22	5	0	0	2.338	5.22	0.065	0	0	0.0853	0

Nodo	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
Demanda [MW]	0	3.2	3.29	0	1.58	0	6.8	2.74	0	2.475	3.086	2.24	1.39

Nodo	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39
Demanda [MW]	2.81	2.06	2.835	0	0.092	0	0	0	0	0	0	0	11.04

4.3. Resultados

4.3.1. Ubicación de sistemas de almacenamiento

La ubicación de los sistemas de almacenamiento es la única decisión de inversión que afecta la operación de la red, donde estos elementos pueden tomar un rol de arbitraje de energía o suplir los requerimientos de flexibilidad del sistema.

En la Tabla 4.5 se presentan las barras seleccionadas para la instalación de sistemas de almacenamiento. Dado que, en el caso de estudio, todas las unidades de almacenamiento son idénticas, la asignación de una unidad específica a cada barra no afecta el desempeño del sistema.

Para la restauración durante el día, se observa que la barra n°5 adquiere una importancia particular para valores bajos de λ . Esto se debe a que dicha barra no cuenta con recursos de generación, por lo que su selección permite energizar otras barras en un menor número de iteraciones. Además, debido a la alta penetración de energía solar en este período, no es necesario ubicar los sistemas de almacenamiento cerca de las fuentes renovables. Por otro lado, en la restauración nocturna, los sistemas de almacenamiento tienden a ubicarse en las barras n°23 y n°29, las cuales están significativamente distantes entre sí y facilitan la energización de generación eólica y convencional.

En contraste, para valores elevados de λ , tanto en la restauración diurna como nocturna, las barras seleccionadas corresponden principalmente a las n°15, n°18 y n°25. Estas ubicaciones son óptimas para minimizar los costos de operación del sistema, lo cual resulta esperable, ya que en ellas se encuentran tanto centros de carga como generación renovable.

Tabla 4.5: Ubicación sistemas de almacenamiento.

Momento de restauración	Valor λ	Barra almacenamiento 1	Barra almacenamiento 2	Barra almacenamiento 3
Día	0	5	5	5
Día	0.1	5	5	5
Día	0.5	4	25	15
Día	0.9	4	15	25
Día	1	18	15	25
Noche	0	23	29	29
Noche	0.1	37	29	23
Noche	0.5	25	3	2
Noche	0.9	2	18	3
Noche	1	18	15	25

De los resultados anteriores se puede observar que la ubicación de los sistemas de almacenamiento, tanto para la restauración durante el día como para la noche, cambia al variar el valor de λ . Por lo tanto, se infiere que el rol que toman estas unidades dependerá del peso que se asigne a ambas fases, modificando así su localización.

4.3.2. Resultados fase de restauración

Para los resultados referentes a la fase de restauración, solo se muestran los casos con pesos menores o iguales a $\lambda = 0.9$, ya que para $\lambda = 1$, los valores obtenidos no reflejan correctamente la dinámica óptima del proceso de restauración.

4.3.2.1. Instalaciones con partida en negro

En la Tabla 4.6 se indican las unidades seleccionadas para contar con la capacidad de partida en negro, junto con la barra de conexión correspondiente.

Tabla 4.6: Unidades seleccionadas con partida en negro.

Restauración durante el día						
λ	Generadores convencionales		Generadores renovables		Sistemas de almacenamiento	
	ID Unidades	Barras	ID Unidades	Barras	ID Unidades	Barras
0	5-7-8	34-36-37	1-5	28-4	-	-
0.1	5-7-8	34-36-37	1-5	28-4	-	-
0.5	7	36	1-3-5-9	28-15-4-20	2	25
0.9	7	36	1-3-5-9	28-15-4-20	3	25

Restauración durante la noche						
λ	Generadores convencionales		Generadores renovables		Sistemas de almacenamiento	
	ID Unidades	Barras	ID Unidades	Barras	ID Unidades	Barras
0	3-8	32-37	9	20	1-3	23-29
0.1	3-8	32-37	9	20	2-3	29-23
0.5	9	38	7-9-10	23-20-12	1	25
0.9	9	38	7-9-10	23-20-12	3	3

De la Tabla 4.6 se observa que, en el caso de restauración durante el día, se prioriza otorgar la capacidad de partida en negro a las unidades renovables en lugar de a los sistemas de almacenamiento. Este comportamiento es coherente con las expectativas, ya que la potencia disponible para la restauración en horario diurno es considerablemente mayor en

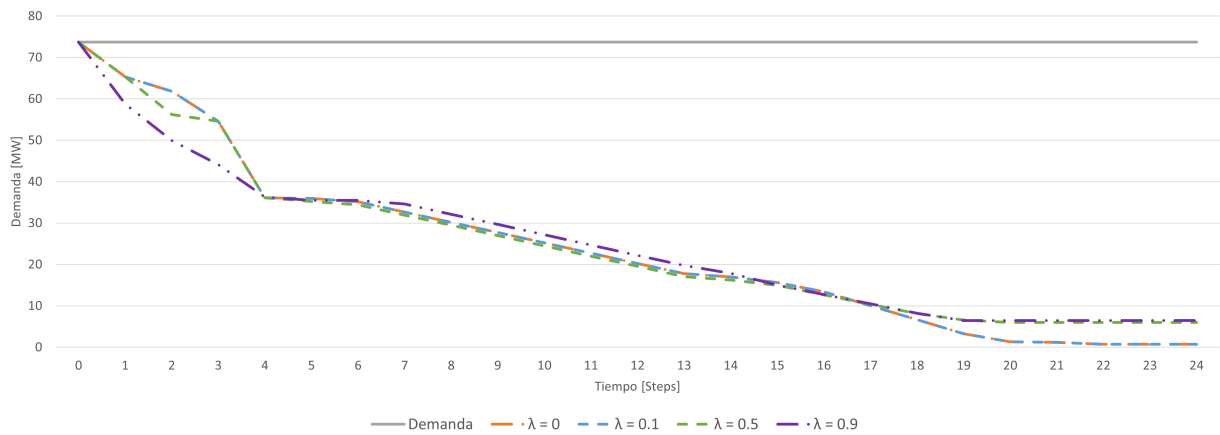
comparación con la capacidad de almacenamiento. Este patrón se mantiene constante para todos los valores de λ . Además, para valores de λ cercanos a 0, se asigna la capacidad de *blackstart* a varios generadores convencionales, lo que sugiere un enfoque más diversificado en la restauración inicial.

En contraste, durante la restauración nocturna, se evidencia una mayor participación de sistemas de almacenamiento, lo cual es esperable debido a la menor disponibilidad del recurso renovable (limitado únicamente a la generación eólica). Para valores de λ más cercanos a 1, se observa una reducción en la selección de sistemas de almacenamiento para la restauración, dado que se prioriza su función en el arbitraje de energía dentro de la fase de operación bajo condiciones normales.

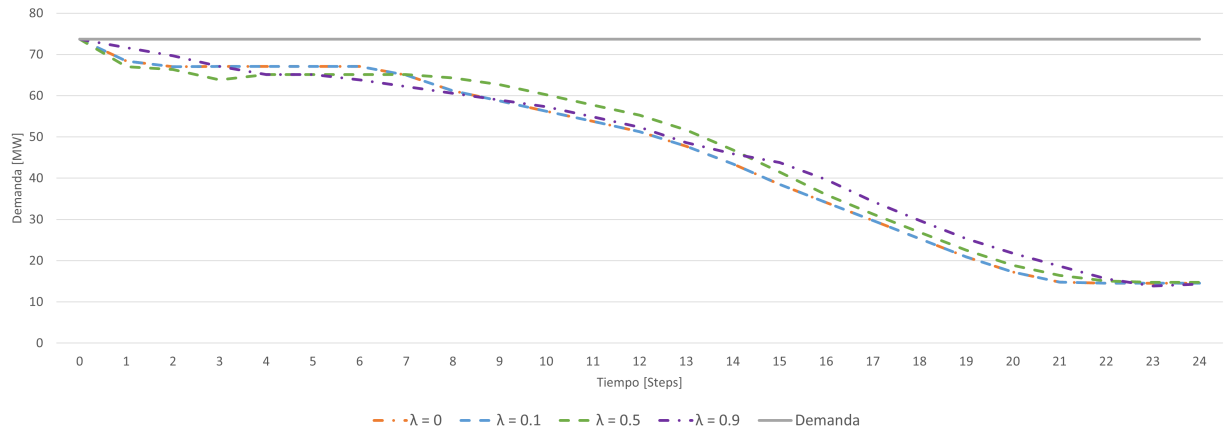
Como se observa, ninguna de las soluciones obtenidas se basa exclusivamente en una única tecnología para la recuperación del servicio, sino que contempla un mix de almacenamiento, generación convencional y generación renovable variable. Cada tipo de tecnología presenta fortalezas específicas y desempeña roles diferenciados dentro del proceso de restauración, aspectos que se analizarán en detalle en secciones posteriores.

4.3.2.2. Demanda No Suministrada Durante el Proceso de Restauración

La demanda no suministrada es una variable crítica durante la recuperación del servicio, ya que indica el estado de restauración de la red tras un *blackout*. La Figura 4.1 ilustra la demanda no suministrada a lo largo de toda la ventana de recuperación para los diferentes casos de estudio.



(a) Demanda no suministrada en restauración durante el día.



(b) Demanda no suministrada en restauración durante la noche.

Figura 4.1: Demanda no suministrada durante ventana de restauración

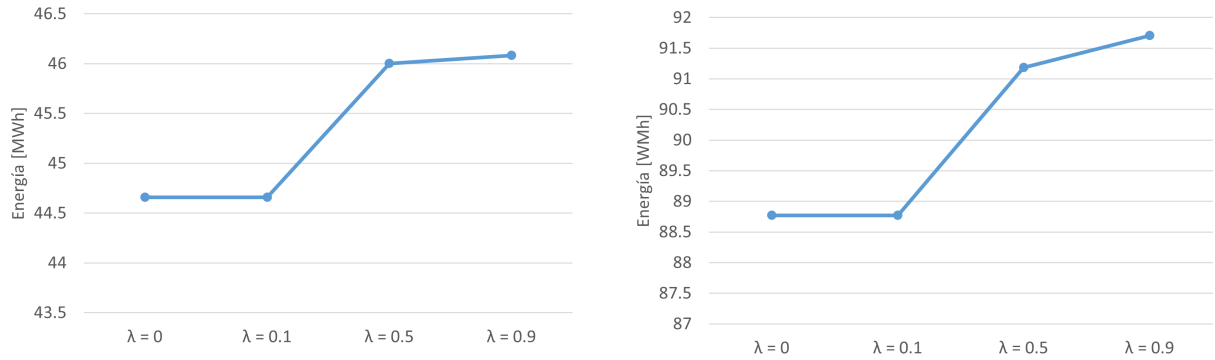
Naturalmente, en los casos en que la recuperación ocurre durante el día, el servicio se restablece con mayor rapidez en comparación con los escenarios nocturnos, debido a la mayor disponibilidad de potencia renovable. En la Figura 4.1.a se observa que, entre $t = 1$ y $t = 4$, los generadores con capacidad de partida en negro (principalmente renovables) comienzan a suministrar energía, operando a su máxima capacidad hasta $t = 4$. A partir de este punto, la demanda no suministrada se mantiene estable hasta $t = 7$, momento en el cual empieza a disminuir gradualmente gracias a la entrada en operación de la generación convencional previamente energizada. En las instancias temporales siguientes, la reducción de la demanda no suministrada continúa de manera progresiva, restringida por los tiempos de rampa de los generadores convencionales.

Es importante notar que, en las instancias finales, para $\lambda = 0.5$ y $\lambda = 0.9$, no se logra cubrir la totalidad de la demanda. Este resultado se debe exclusivamente a la ubicación de los sistemas de almacenamiento, ya que para estos valores de λ , dichas unidades no desempeñan un rol significativo en la recuperación del sistema, priorizando en cambio una localización que favorezca la operación económica en estado normal.

En contraste, durante la recuperación del servicio en horario nocturno, la Figura 4.1.b muestra un descenso menos acelerado en la demanda no suministrada en comparación con la restauración diurna. Esta diferencia se explica por la menor capacidad disponible debido a la ausencia de generación solar. Como se aprecia, para instantes posteriores a $t = 21$, no se logra suplir completamente la demanda durante el proceso de recuperación, ya que algunos generadores convencionales presentan tiempos de encendido que exceden la duración de la ventana de restauración definida.

Este efecto es clave para comprender los *trade-offs* asociados con la combinación tecnológica dentro del sistema eléctrico. Si bien los generadores convencionales aportan suficiencia para la restauración, su tiempo de encendido puede ser considerablemente largo, retrasando su contribución efectiva. En contraste, los generadores renovables y los sistemas de almacenamiento presentan una respuesta más rápida, aunque su capacidad de generación disponible para la restauración es limitada, ya que corresponde a una fracción conservadora de la potencia necesaria para afrontar la variabilidad de estas tecnologías.

Finalmente, en la Figura 4.2 se presenta el valor total de la energía no suministrada durante toda la ventana de restauración para los distintos escenarios simulados.



(a) Energía total no suministrada en restauración durante el día.

(b) Energía total no suministrada en restauración durante la noche.

Figura 4.2: Energía no suministrada total en fase de restauración

En la Figura anterior se aprecian de mejor forma los efectos de la localización de las baterías, donde a medida que el valor de λ disminuye, la demanda no suministrada también lo hace, dado que se favorece el desempeño de la red durante el proceso de partida en negro. Este comportamiento se observa tanto para los procesos que ocurren durante el día como durante la noche, siendo más crítico el rol del almacenamiento en la noche debido a la menor capacidad de generación renovable disponible. Es importante señalar que en términos absolutos la diferencia en la energía no suministrada total entre los casos de $\lambda = 0$ y $\lambda = 0.9$ no es significativa, sin embargo esto se debe analizar considerando la energía que tiene disponible cada medio de generación para la fase de restauración.

En la Tabla 4.7 se indica la potencia disponible para la restauración de cada tipo de generación, luego de aplicar las restricciones impuestas en este modelo.

Tabla 4.7: Potencia disponible durante la restauración

	Generación convencional	Generación renovable	Almacenamiento
Capacidad disponible día	73.67 MW	34.8 [MW]	6 [MW]
Capacidad disponible noche	73.67 MW	6.44 [MW]	6 [MW]
Participación día	64 %	30 %	5 %
Participación noche	86 %	7 %	7 %

Como se observa, la participación porcentual del almacenamiento se mantiene en torno al 5%, lo que indica que, en los casos de estudio analizados, no es posible desplazar de manera significativa un volumen relevante de generación convencional. El aspecto clave a extraer de la Figura 4.2 es la evolución de la energía total no suministrada en función de los distintos valores de λ . Se evidencia que, a medida que aumenta el peso asignado a la fase de restauración, la energía no suministrada disminuye, lo que refuerza la importancia de considerar estratégicamente la localización del almacenamiento para optimizar el proceso de recuperación del servicio.

4.3.2.3. Generación durante proceso de restauración

Dado que los medios de generación convencionales son controlables y predecibles, es imperativo garantizar su encendido lo antes posible, aumentando así el volumen de energía disponible para la recuperación del servicio. En la Figura 4.3 se muestra la potencia total entregada por estas unidades durante toda la ventana temporal, tanto para la restauración durante el día como para la noche.

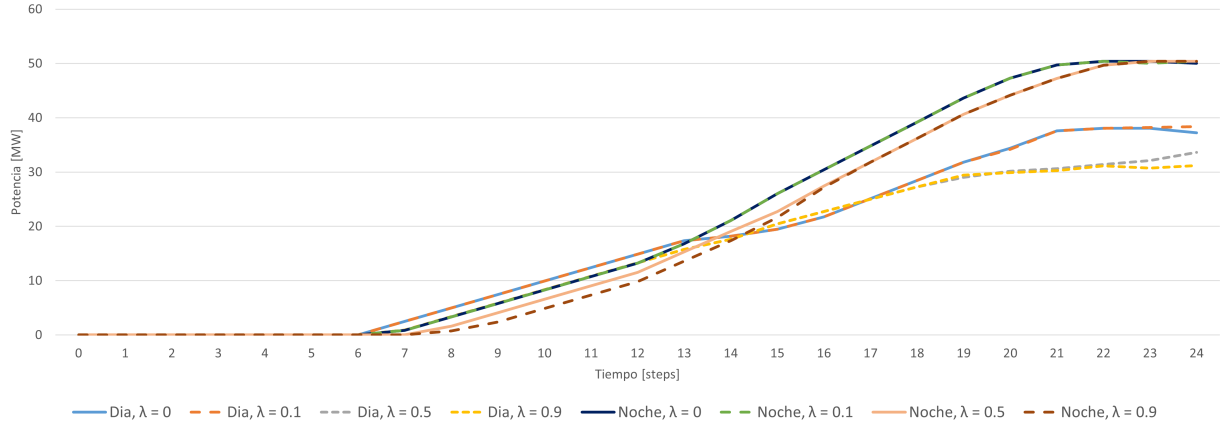
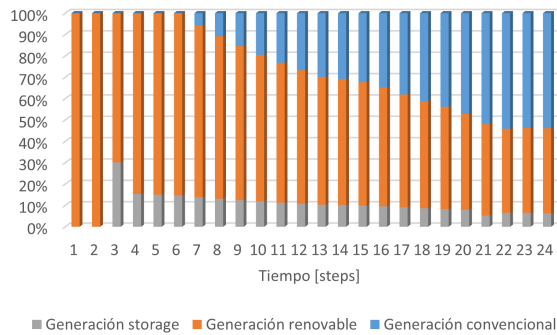


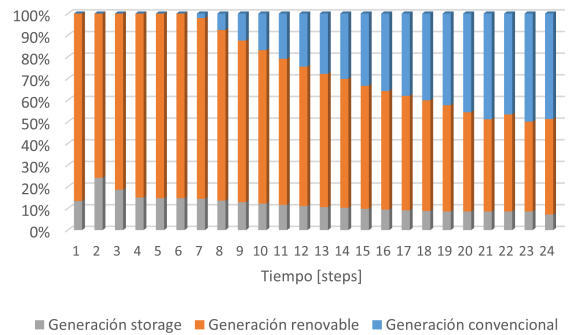
Figura 4.3: Potencia generadores convencionales en proceso de restauración.

Se observa que estos medios de generación tienen un tiempo de partida no despreciable, pudiendo comenzar a inyectar energía aproximadamente desde $t = 6$ para las unidades que contaban con la capacidad de partida en negro, y posteriormente para las demás máquinas energizadas. Tal como se indica en la Figura 4.3, al final de la restauración se evidencia una mayor participación de la generación convencional durante la restauración nocturna, aportando suficiencia debido a la escasa generación renovable.

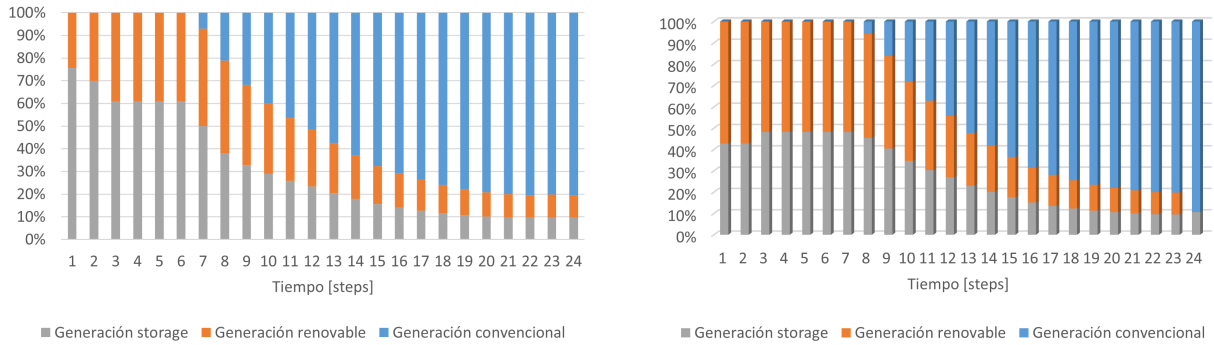
En la Figura 4.4 se muestra la predominancia de cada tipo de generación para cada instante de la ventana de restauración para los valores $\lambda = 0.1$ y $\lambda = 0.9$.



(a) Día, $\lambda = 0.1$



(b) Día, $\lambda = 0.9$



(c) Noche, $\lambda = 0.1$

(d) Noche, $\lambda = 0.9$

Figura 4.4: Participación porcentual de tecnologías de generación durante toda la ventana de restauración.

Se observa que, para los casos de recuperación durante el día, indicados en las Figuras 4.4.a y 4.4.b, la generación renovable tiene una alta presencia a lo largo de toda la ventana de restauración, con un énfasis particular en las primeras instancias temporales. Esto contrasta con el comportamiento del sistema durante la restauración nocturna, mostrado en las Figuras 4.4.c y 4.4.d, donde el almacenamiento desempeña un rol preponderante al inicio de la recuperación del servicio, facilitando el encendido de los generadores convencionales que cubren el resto de la demanda.

Es importante destacar que la participación del almacenamiento no varía significativamente en los casos diurnos. Sin embargo, esto no ocurre durante la restauración nocturna. Para el peso $\lambda = 0.1$, la participación del almacenamiento es más relevante en comparación con la simulación realizada con $\lambda = 0.9$. En este contexto, se aprecia la importancia de la ubicación del almacenamiento, donde para valores de λ cercanos a 0, el desempeño del sistema durante la restauración se pondera mucho más que su operación económica.

4.3.2.4. Caso de estudio $\lambda = 0.5$, restauración durante la noche - Patrón de energización

El patrón de energización de los elementos es una salida crucial del modelo, ya que muestra la secuencia de encendido de generadores, sistemas de almacenamiento, barras y líneas de transmisión, permitiendo visualizar el estado operativo de la red durante el proceso de restauración. Para representar gráficamente cada componente, se utiliza el código ilustrado en la Figura 4.5, donde el encendido de barras y líneas de transmisión se indica con color rojo, mientras que los elementos de generación se rellenan con colores específicos.

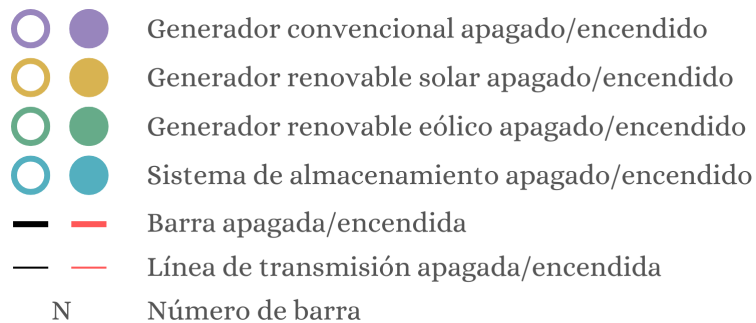


Figura 4.5: Código de elementos en restauración.

Para una mejor comprensión de la dinámica dentro del proceso de recuperación de servicio se estudiarán en detalle los resultados del proceso de restauración durante la noche, con un factor $\lambda = 0.5$. El motivo para seleccionar este caso radica en que posee una menor cantidad de generación disponible para la restauración y ambas fases inciden de forma similar.

Como se observa en la Figura 4.6.a, en $T = 1$ se identifican todos los generadores a los que se les ha asignado la capacidad de partida autónoma. En este caso, se seleccionan tres generadores eólicos ubicados en barras cercanas a centros de consumo y a otros generadores convencionales que no cuentan con capacidad de *blackstart*. Además, se elige un único sistema de almacenamiento, estratégicamente ubicado en una zona que permite una rápida energización de múltiples elementos de la red, acelerando así el proceso de restauración.

Asimismo, se selecciona un generador convencional de gran capacidad, situado a una distancia considerable de otras fuentes de generación. A diferencia de los generadores renovables y el almacenamiento, cuyo rol principal es facilitar la energización de la red y el encendido de generadores convencionales, este generador convencional no puede asumir carga de inmediato debido a su tiempo de encendido. En consecuencia, su selección como generador *blackstart* responde a la necesidad de minimizar la demanda no suministrada en instantes posteriores del proceso de restauración. Finalmente, se evidencia que la ubicación de los generadores con capacidad de partida autónoma está relativamente distribuida en la red. Esto sugiere que, en algunos casos, la ubicación de un generador puede ser un criterio más relevante que sus prestaciones técnicas al momento de seleccionar los candidatos para *blackstart*. En este contexto, los sistemas de almacenamiento adquieren una importancia clave, ya que su conexión no está previamente definida, lo que permite mayor flexibilidad en su asignación estratégica dentro del sistema.

Naturalmente, los generadores fotovoltaicos no reciben la capacidad de *blackstart* para una recuperación durante la noche. Sin embargo, en instantes posteriores aparecen encendidos, como se muestra en la Figura 4.6.b, debido a que su barra de conexión ha sido energizada, aunque sin la posibilidad de inyectar energía a la red. En $T = 3$, se observa la energización progresiva de diversos elementos, destacando el encendido de tres generadores convencionales y el resto de los generadores eólicos. Además, se registra la activación de un número significativo de barras y líneas de transmisión, lo que evidencia el avance del proceso de restauración del sistema, aunque sin disminuir significativamente la demanda no suministrada.

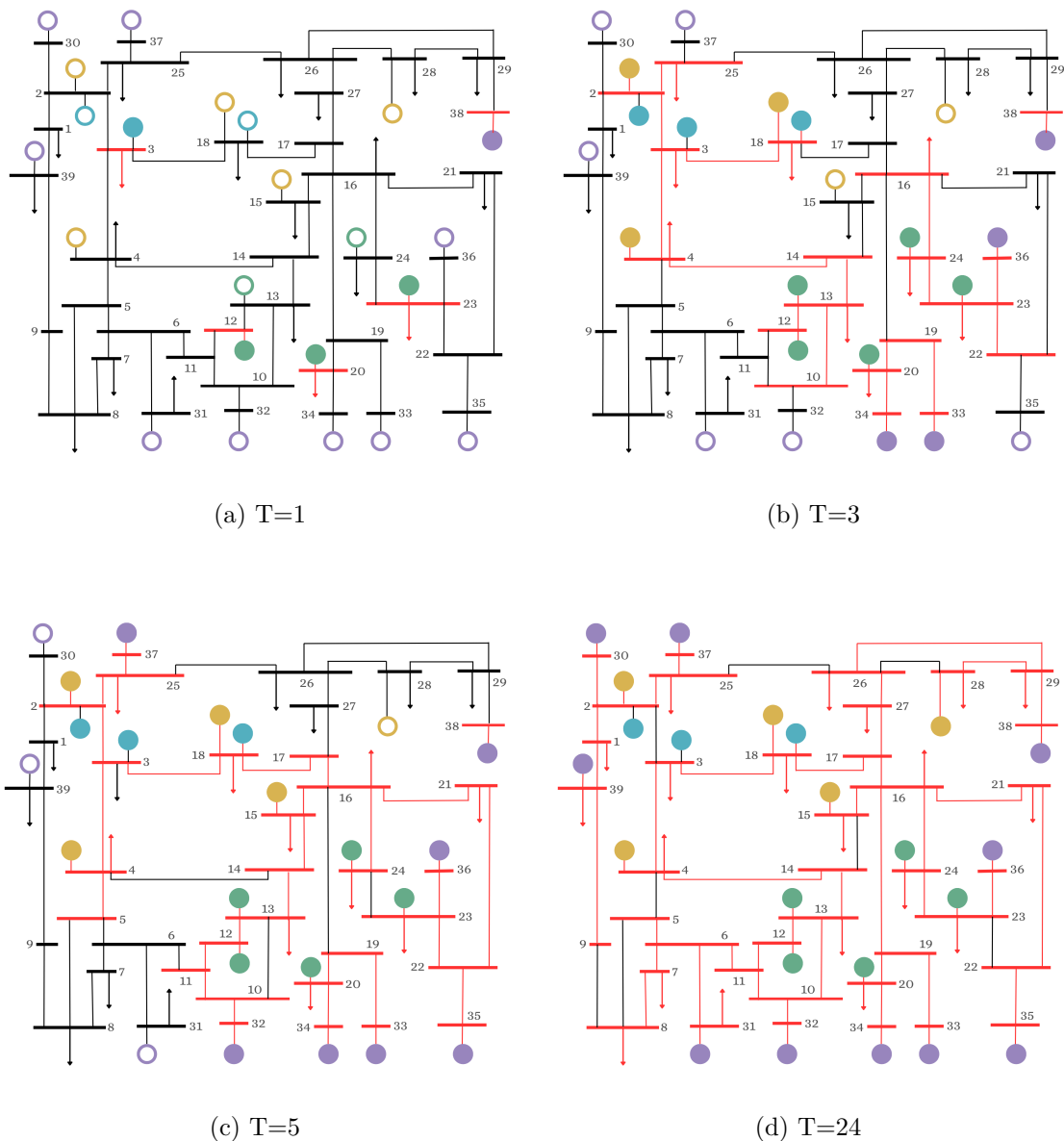


Figura 4.6: Patrón de energización $\lambda = 0.5$ durante la noche.

En los instantes siguientes, se observa la progresiva reconexión de los elementos del sistema. En la Figura 4.6.c, correspondiente a $T = 5$, se registra un aumento significativo en la cantidad de elementos energizados, reflejando el avance del proceso de restauración. Finalmente, en $T = 24$, como se muestra en la Figura 4.6.d, el sistema alcanza un estado cercano a la normalidad, logrando la energización de todos los elementos, con excepción de algunas líneas de transmisión debido a la aplicación del *line switching*. En esta etapa del proceso, la mayoría de los generadores convencionales ya operan con normalidad, lo que permite la restauración de una gran parte del suministro eléctrico. La evolución temporal de esta recuperación puede observarse en detalle en la Figura 4.7.

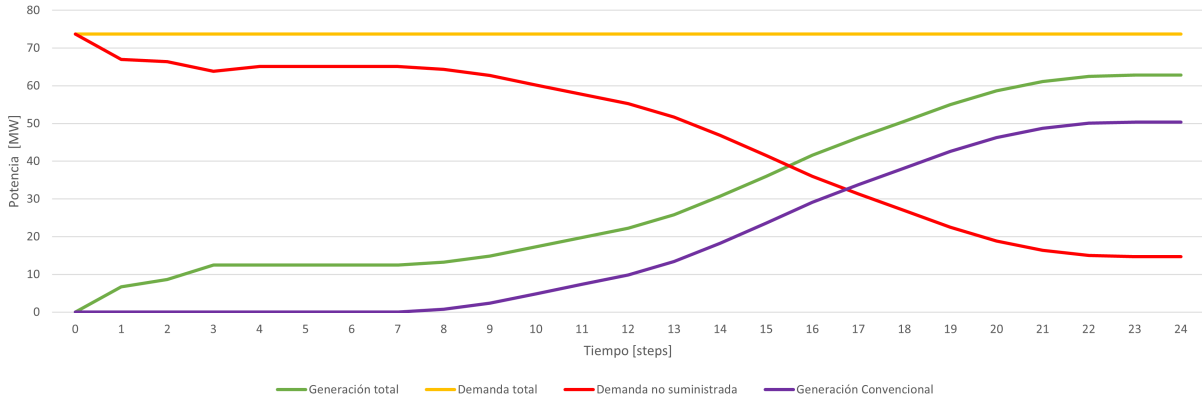


Figura 4.7: Generación y demanda no suministrada, restauración nocturna, $\lambda = 0.5$

Como se muestra en la Figura 4.7, tanto la generación (convencional y total) como la demanda no suministrada presentan variaciones temporales bien definidas. Entre $T = 1$ y $T = 6$, no se registran incrementos significativos en la toma de carga. Sin embargo, a partir de $T = 7$, la demanda no suministrada comienza a disminuir gradualmente. Desde $T = 6$, se observa el inicio del suministro por parte de los primeros generadores convencionales, cuyo aporte está inicialmente limitado por restricciones de rampa. A medida que estos generadores entran en operación, se evidencia una correlación directa con la reducción de la demanda no suministrada. No obstante, esta no se elimina por completo al finalizar la restauración.

En las primeras etapas del proceso, el almacenamiento y la generación renovable desempeñan un papel clave, entregando su capacidad máxima en un corto período de tiempo. Sin embargo, no toda esta energía se destina a abastecer la demanda, ya que la generación total supera la demanda suministrada. Parte de esta energía se emplea en el encendido de generadores convencionales, facilitando la posterior estabilización del sistema.

Dado que la restauración ocurre durante la noche, la capacidad fotovoltaica de la red no está disponible, lo que hace necesaria una mayor dependencia de generadores convencionales, caracterizados por tiempos de respuesta más prolongados. Como resultado, su capacidad de generación plena no se materializa dentro de la ventana de recuperación simulada, la cual es relativamente breve. Esto explica la persistencia de una fracción de demanda no suministrada al final del período analizado.

4.3.3. Resultados fase de operación

Para los resultados referentes a la fase de operación, solo se muestran los casos con pesos mayores o iguales a $\lambda = 0.1$, pues para $\lambda = 0$, los valores arrojados no reflejan correctamente la dinámica óptima para el proceso de operación.

También es necesario aclarar que en la presente sección se mencionan en múltiples ocasiones los términos “restauración durante la noche” o “restauración durante el día”; sin embargo, los resultados mostrados corresponden a la simulación de un día típico de 24 horas, donde la ubicación de las baterías contempla tanto la restauración del sistema en horas de día como en horas de noche.

4.3.3.1. Costos de operación

Los costos de operación contemplados en el modelo solo consideran el uso de combustibles fósiles mediante un costo variable, indicado en la Tabla 4.1. En la Figura 4.8 se ilustra la tendencia de estos costos en función del peso λ .

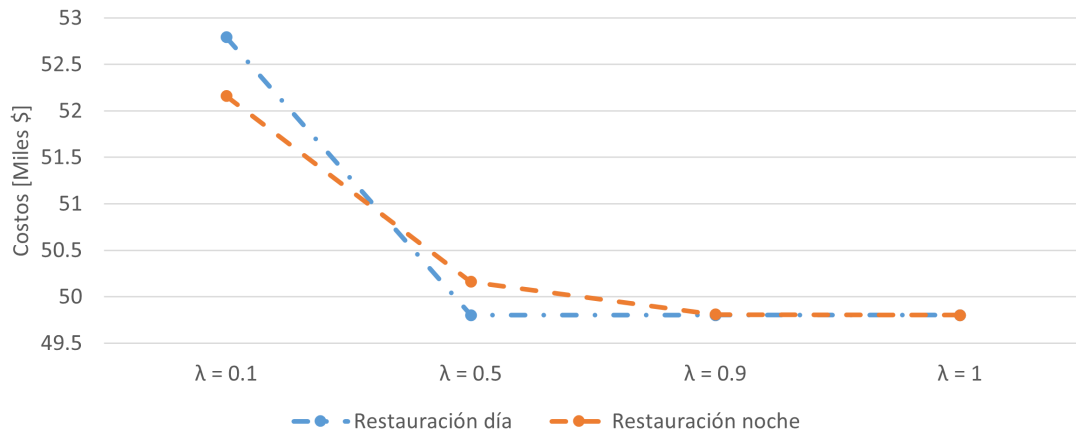


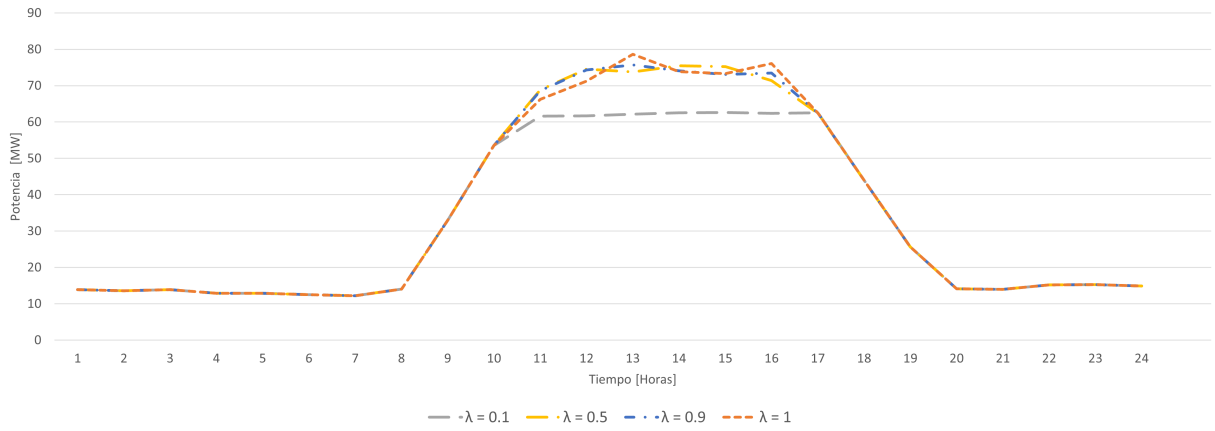
Figura 4.8: Costos de operación simulados, con restauración durante el día y la noche.

Se observa que, para valores de λ mayores o iguales a 0.5, los costos de operación se mantienen similares, ya que el criterio de restauración no tiene un impacto significativo en la ubicación de los sistemas de almacenamiento. No obstante, tanto en los escenarios de restauración diurna como nocturna, los costos de operación tienden a disminuir a medida que el valor de λ aumenta.

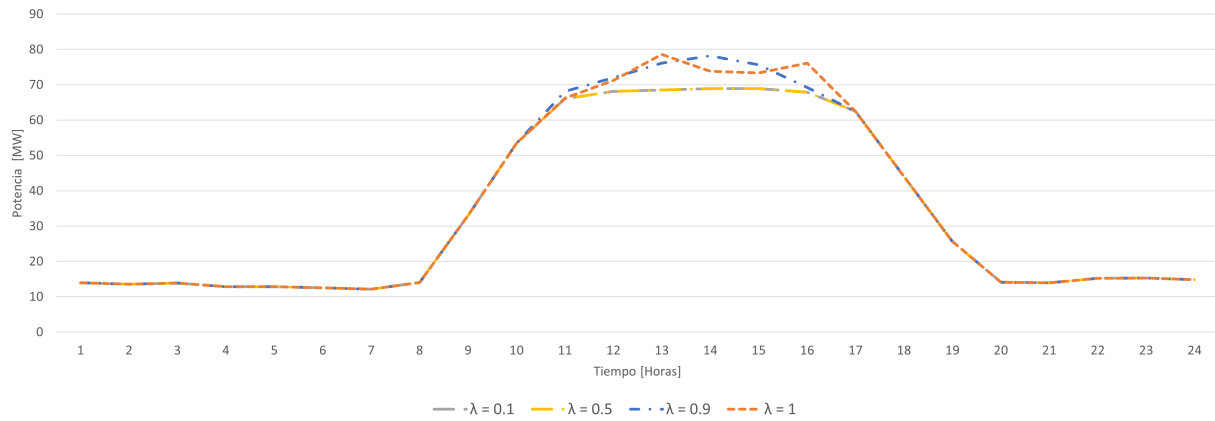
Al igual que en la Figura 4.2, la diferencia de costos entre los distintos valores de λ observada en la Figura 4.8 no es considerable. Sin embargo, es importante destacar que, en este modelo, la única variable que influye en la reducción de los costos de operación es la ubicación de los sistemas de almacenamiento. Todas las soluciones obtenidas cuentan con la misma capacidad instalada de almacenamiento, pero algunas presentan ubicaciones subóptimas, lo que sugiere que una mejor localización podría generar beneficios adicionales en términos de eficiencia operativa.

4.3.3.2. Generación

En la Figura 4.9 se ilustra la generación renovable durante la fase de operación.



(a) Restauración durante el día.

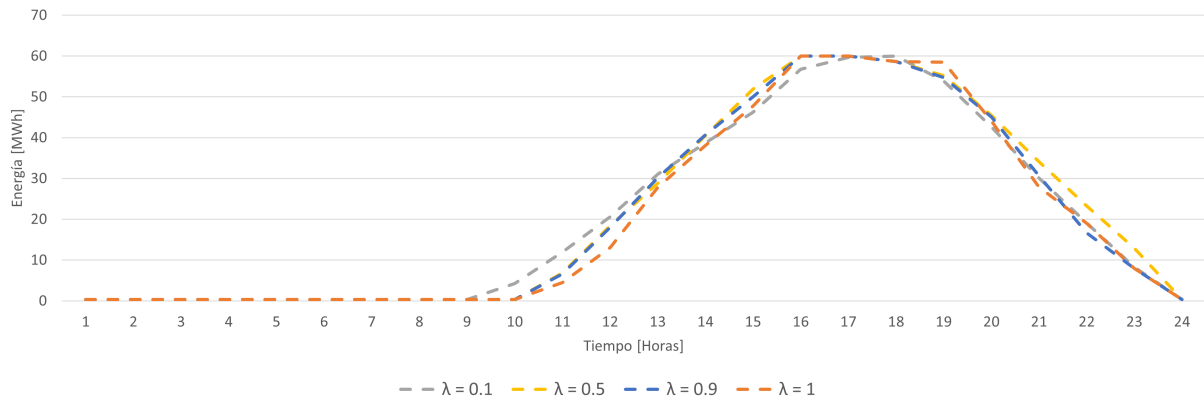


(b) Restauración durante la noche.

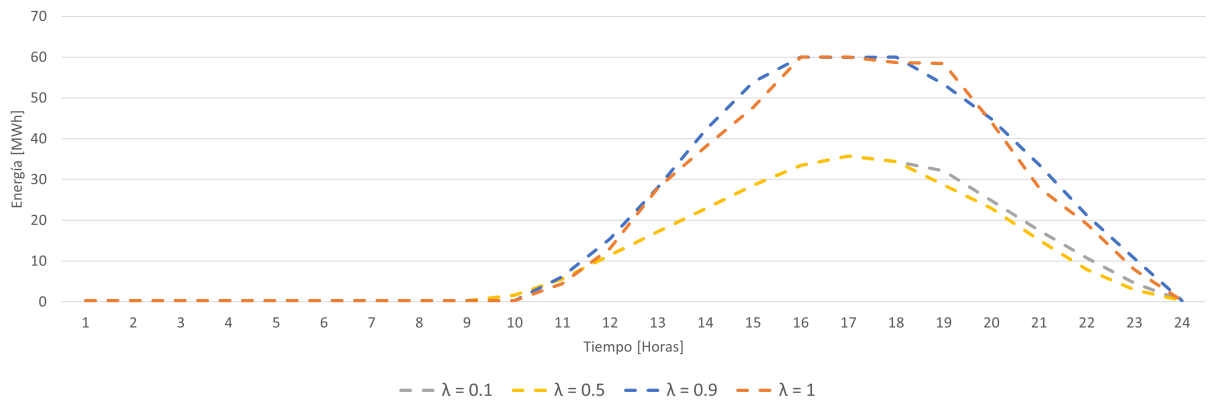
Figura 4.9: Potencia inyectada por generadores renovables durante fase de operación.

Para las simulaciones con $\lambda = 0.1$ se aprecia que los generadores renovables no son capaces de entregar toda su potencia, lo cual sí ocurre para el resto de los casos. Este comportamiento radica en que los recursos de almacenamiento ubicados para este valor de λ no logran almacenar de forma total la energía suministrada por los generadores, especialmente los renovables. De lo anterior se extrae que al considerar el criterio de restauración del sistema en demasía, se aprecian efectos económicos considerables, dado que se producen niveles de vertimiento no despreciables.

Para contrastar lo anterior, en la Figura 4.10 se indica la energía almacenada en los sistemas de almacenamiento durante todo el periodo de operación.



(a) Restauración durante el día.

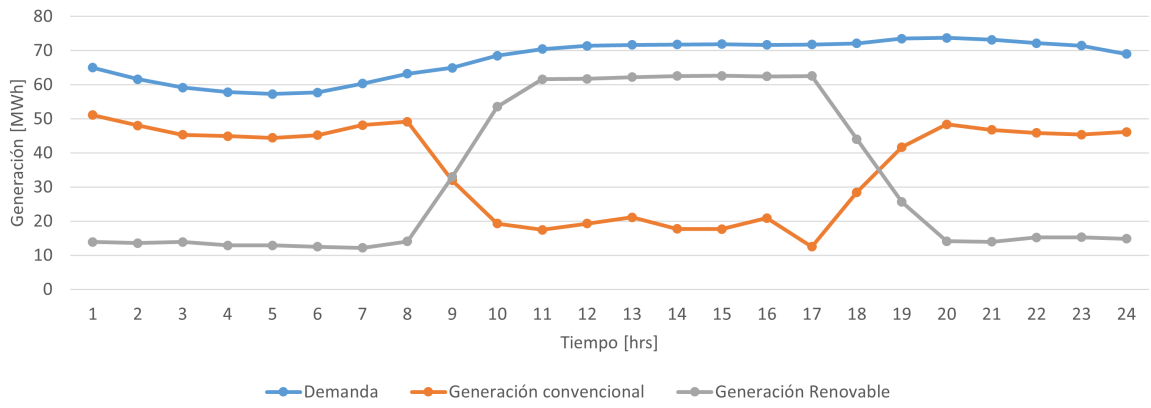


(b) Restauración durante la noche.

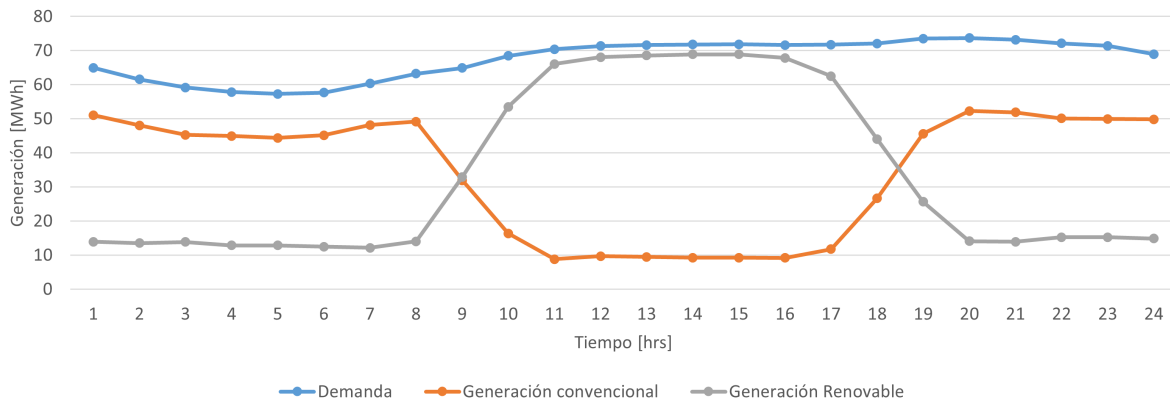
Figura 4.10: Energía total almacenada en sistemas de almacenamiento.

Se observa que para el caso de restauración durante el día y $\lambda = 0.1$ los sistemas de almacenamiento logran cargarse completamente, sin embargo se aprecia que dicha curva está levemente desplazada en comparación a los otros pesos, por lo cual se infiere que gran parte de la energía almacenada en ese caso proviene de medios de generación convencionales. En contraste, en la Figura 4.10.b se identifica que los sistemas de almacenamiento no logran cargarse completamente, por lo tanto desde el punto de vista de la operación económica se evidencia la ubicación subóptima del almacenamiento, desaprovechando la capacidad instalada.

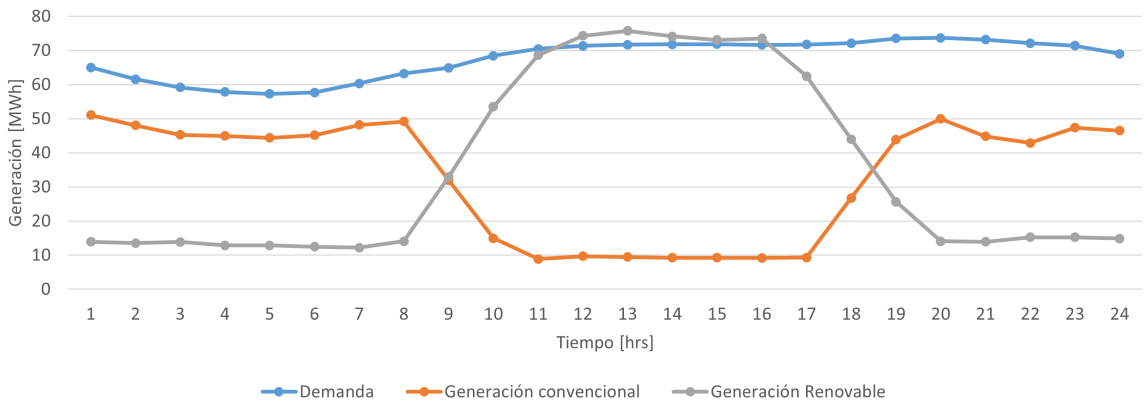
Complementando lo anterior en la Figura 4.11 se muestra la generación convencional y renovable, junto con la demanda del sistema para los valores de $\lambda = 0.1$ y $\lambda = 0.9$.



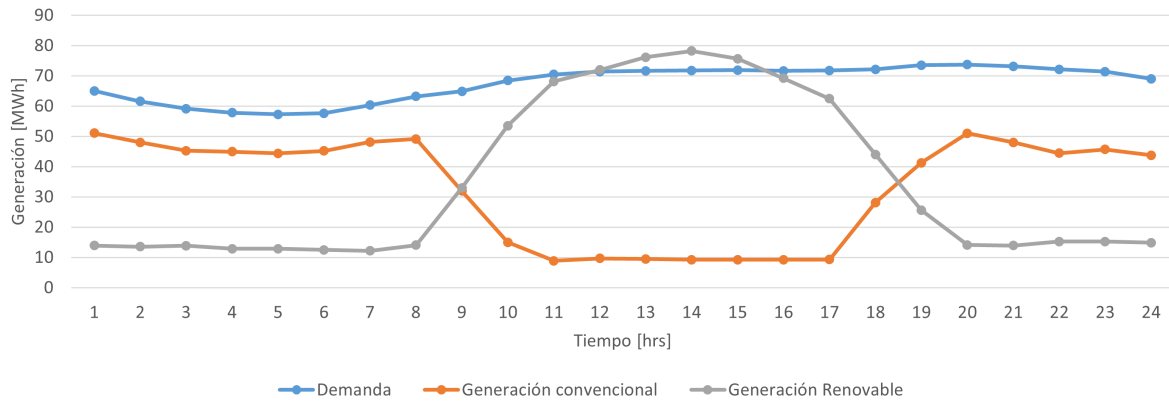
(a) Día, $\lambda = 0.1$



(b) Noche, $\lambda = 0.1$



(c) Día, $\lambda = 0.9$



(d) Noche, $\lambda = 0.9$

Figura 4.11: Generación convencional y renovable durante la fase de operación.

Para los casos diurnos y nocturnos con $\lambda = 0.9$, representados en las Figuras 4.11.c y 4.11.d, se observa un comportamiento similar, donde la generación renovable supera la demanda del sistema en ciertos períodos (sin considerar pérdidas). Sin embargo, a pesar de estos excedentes, también se mantiene una participación significativa de generación convencional, lo que sugiere que una parte considerable de la energía almacenada proviene de fuentes fósiles.

En contraste, para los casos con $\lambda = 0.1$, ilustrados en las Figuras 4.11.a y 4.11.b, se presentan distintos escenarios. Durante la restauración nocturna, la generación renovable es menor en comparación con los casos de $\lambda = 0.9$. Sin embargo, persiste una participación relevante de generación convencional, lo que indica que el sistema enfrenta altas congestiones debido al volumen de energía renovable disponible. Este fenómeno se intensifica aún más en la simulación diurna, donde el recorte de generación renovable es significativamente mayor e incluso se requiere un nivel más alto de generación convencional.

Una posible solución para mitigar esta situación sería ubicar los sistemas de almacenamiento en las mismas barras donde se encuentra la generación renovable, permitiendo gestionar de manera más eficiente las restricciones de transmisión. No obstante, estas ubicaciones no siempre resultan óptimas para la fase de recuperación del servicio, lo que resalta la complejidad de equilibrar ambas estrategias dentro del proceso de planificación.

Capítulo 5

Conclusiones y trabajo futuro

5.1. Conclusiones

Este estudio ha explorado los efectos de la inversión en generación para distintos planes de recuperación de servicio, evaluando tecnologías convencionales, renovables variables y sistemas de almacenamiento. También se ha investigado la localización óptima de los recursos de almacenamiento, considerando tanto criterios de operación económica como su papel en la restauración posterior a un *blackout*.

Los resultados obtenidos indican que cada tecnología desempeña un rol específico en el plan de restauración. Ninguna tecnología sobresale por sí sola; más bien, la solución óptima se compone de una mezcla equilibrada de sistemas de almacenamiento, generación convencional y medios renovables variables.

En cuanto a los generadores convencionales, se ha confirmado que su principal fortaleza radica en la gran cantidad de potencia que pueden aportar durante la restauración, lo que permite atender una considerable demanda y aportar potencia reactiva, esencial para mantener la estabilidad de tensión en condiciones de baja carga. Sin embargo, el tiempo de encendido de estas unidades es un factor crítico a la hora de decidir si se les dota de la capacidad de partida en negro, ya que su encendido temprano es crucial. Otro aspecto importante es la potencia requerida para su arranque, una desventaja que no se presenta en otras tecnologías.

Por otro lado, los generadores renovables han demostrado ser versátiles, desempeñando dos funciones clave durante la restauración: levantar carga y suministrar la potencia de encendido necesaria para activar generadores convencionales. Esta doble funcionalidad podría reducir la necesidad de invertir en la capacidad de partida en negro para generadores convencionales cercanos, permitiendo además que la generación renovable continúe contribuyendo al levantamiento de carga en la red.

Los sistemas de almacenamiento han mostrado ser los elementos más beneficiosos para la red, tanto en la restauración como en la operación económica. Para la recuperación de servicio, su ubicación estratégica es fundamental, ya que con capacidad reservada para servicios complementarios como la restauración, se obtiene una fuente de generación con respuesta inmediata y disponibilidad garantizada. Además, en la operación económica, el almacenamiento permite desplazar medios de generación costosos, aprovechar mejor la ener-

gía renovable y aportar flexibilidad en situaciones de alto estrés, como los requerimientos de rampa ante la variabilidad de la generación renovable.

El análisis de la variación del valor de λ , que pondera las fases de restauración y operación, ha demostrado un impacto significativo tanto en los costos operativos como en la demanda no suministrada durante la restauración. Cuando se otorga mayor peso a la fase de operación, los costos asociados al uso de combustibles disminuyen, ya que el almacenamiento estratégico permite desplazar la generación más costosa. Por otro lado, al priorizar la restauración, los costos relacionados con la demanda no suministrada también se reducen, lo que valida la hipótesis de investigación planteada. Sin embargo, un enfoque excesivo en la restauración, representado por un bajo valor de λ , puede generar ineficiencias económicas durante la operación, como un mayor vertimiento de energía renovable y una mayor dependencia de la generación convencional. Esto subraya la importancia de lograr un equilibrio adecuado entre la restauración y la operación económica para minimizar costos y maximizar la utilización de recursos renovables.

A lo largo de las simulaciones se han puesto de manifiesto las dificultades que enfrenta la red ante la variabilidad de la generación renovable, especialmente en la restauración durante el día y la noche. La localización de baterías adquiere una importancia crucial, especialmente durante las horas sin disponibilidad de generación solar.

Finalmente, si bien el caso de estudio tiene áreas de mejora, se ha logrado modificar la red original para introducir recursos de generación renovable y almacenamiento, permitiendo comprender mejor los efectos de estas tecnologías en la dinámica de recuperación de servicio.

5.2. Trabajo futuro

Como trabajo futuro se tienen amplios espacios de mejora, tanto en la metodología como en los casos de estudio, lo cual se detalla a continuación:

- Ponderar de forma efectiva los costos de las fases de operación y recuperación de servicio. Para la operación se debería considerar un horizonte temporal anual. Para la recuperación del sistema se deberían ponderar los costos de este evento por un índice que recoja una cantidad de fallas esperables en el mismo horizonte temporal que la fase de operación del sistema.
- Modelar correctamente la recuperación del sistema, de forma análoga a las simulaciones realizadas durante el día y la noche, pero para múltiples horas del día y ponderando por una probabilidad de ocurrencia.
- Incorporar un modelo más detallado con respecto a la operación del sistema, incluyendo flujos de potencia reactiva, costos de encendido, tiempos de encendido/apagado, etc.
- Reemplazar el supuesto sobre el número de sistemas de almacenamiento a instalar por un criterio de planificación que determine la cantidad óptima de unidades que debería tener el sistema.
- Estudiar redes reales o sistemas de mayor tamaño como caso de estudio para estudiar la interacción y transferencias entre áreas.

- Incorporar al modelo la interconexión de islas y la sincronización de estas para recoger de mejor forma la interacción de elementos dentro del proceso de restauración.
- Incorporar otros criterios que afecten a las baterías, además de la operación económica y la recuperación del sistema, tales como control de tensión o frecuencia.
- Eliminar el supuesto con respecto a que los generadores no se pueden apagar, lo cual se lograría asegurando que exista por lo menos 1 generador funcionando por cada isla. Esta incorporación podría disminuir el tiempo del *blackout* al permitir una mayor participación de generación renovable variable.
- Considerar diferentes escenarios de generación, en particular para la generación renovable variable, tanto para la operación económica como para la recuperación de servicio.
- Mejorar el tratamiento de la incertidumbre para la recuperación del sistema, en especial para la generación renovable, pues el modelo empleado para esta tecnología penaliza enormemente la capacidad disponible, por lo tanto, si se implementara un criterio más flexible podría aumentar el nivel de participación renovable dentro de la restauración.
- Incorporar un mejor detalle en el modelo de demanda al momento de recuperar el servicio posterior a un *blackout*, ya sea considerando cargas críticas o fenómenos como la demanda en frío.
- Adoptar un enfoque de descomposición para disminuir los tiempos de simulación y así escalar el problema a resolver incorporando los puntos mencionados anteriormente.

Bibliografía

- [1] Chen, H., Jin, L., Wang, M., Guo, L., y Wu, J., “How will power outages affect the national economic growth: Evidence from 152 countries”, *Energy Economics*, 2023, <https://api.semanticscholar.org/CorpusID:262176103>.
- [2] Feltes, J. W. y Grande-Moran, C., “Down, but not out: A brief overview of restoration issues”, *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 12, pp. 34–43, 2014, <https://api.semanticscholar.org/CorpusID:34038663>.
- [3] Stamber, K., Arguello, B., Garrett, R., Beyeler, W., Doyle, C., Schoenwald, D., y Ojetola, S., *Optimal Electric Grid Black Start Restoration Subject to Intentional Threats*. National Nuclear Security Administration, 2022, [doi:10.2172/1891379](https://doi.org/10.2172/1891379).
- [4] Adibi, M., Clelland, P., Fink, L., Happ, H., Kafka, R., Raine, J., Scheurer, D., y Trefny, F., “Power system restoration - a task force report”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 2, no. 2, p. 271–277, 1987, [doi:10.1109/tpwrs.1987.4335118](https://doi.org/10.1109/tpwrs.1987.4335118).
- [5] Maina, D. y Nair, N. K. C., “Recent advancements on power system restoration”, 2017 *IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT-Asia)*, pp. 1–5, 2017, <https://api.semanticscholar.org/CorpusID:49194590>.
- [6] Liu, Y., Fan, R., y Terzija, V., “Power system restoration: a literature review from 2006 to 2016”, *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 4, no. 3, pp. 332–341, 2016, [doi:10.1007/s40565-016-0219-2](https://doi.org/10.1007/s40565-016-0219-2).
- [7] Qiu, F., Zhang, Y., Yao, R., y Du, P., “Power system restoration with renewable participation”, *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 14, no. 2, pp. 1112–1121, 2023, [doi:10.1109/TSTE.2022.3227166](https://doi.org/10.1109/TSTE.2022.3227166).
- [8] Tbaileh, A., Vallem, M. R., Nguyen, Q., Ke, X., Samaan, N. A., Stefopoulos, G., y Jiang, X., “Optimal power system black start using inverter-based generation”, en *2021 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, pp. 1–5, 2021, [doi:10.1109/PESGM46819.2021.9638043](https://doi.org/10.1109/PESGM46819.2021.9638043).
- [9] Pagnani, D., Kocewiak, L., Hjerrild, J., Blaabjerg, F., Bak, C. L., Blasco-Gimenez, R., y Martínez-Turégano, J., “Power system restoration services by grid-forming offshore wind farms with integrated energy storage”, en *2023 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, pp. 1–5, 2023, [doi:10.1109/PESGM52003.2023.10253374](https://doi.org/10.1109/PESGM52003.2023.10253374).
- [10] Udoakah, Y.-O., Sonder, H. B., Liang, J., y Cipcigan, L., “Development of a viable black start restoration pathway and problem formulation sequence”, en *2022 IEEE 7th International Energy Conference (ENERGYCON)*, pp. 1–6, 2022, [doi:10.1109/ENERGYCON53164.2022.9830473](https://doi.org/10.1109/ENERGYCON53164.2022.9830473).
- [11] Manganelli, M., Nicodemo, M., D’Orazio, L., Pimpinella, L., y Falvo, M. C., “Restoration

- of an active mv distribution grid with a battery ess: A real case study”, *Sustainability*, vol. 10, no. 6, 2018, [doi:10.3390/su10062058](https://doi.org/10.3390/su10062058).
- [12] Zhao, J., Wang, H., y Liu, Y., “Optimal allocation of black-start capability considering renewable energy penetration in ac-dc grid”, en 2018 International Conference on Electronics Technology (ICET), pp. 271–276, 2018, [doi:10.1109/ELTECH.2018.8401467](https://doi.org/10.1109/ELTECH.2018.8401467).
- [13] Patsakis, G., Rajan, D., Aravena, I., Rios, J., y Oren, S., “Optimal black start allocation for power system restoration”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 6, pp. 6766–6776, 2018, [doi:10.1109/TPWRS.2018.2839610](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2018.2839610).
- [14] Qiu, F., Wang, J., Chen, C., y Tong, J., “Optimal black start resource allocation”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 3, pp. 2493–2494, 2016, [doi:10.1109/TPWRS.2015.2442918](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2015.2442918).
- [15] Patsakis, G., Aravena, I., Rajan, D., y Oren, S., “Formulations and valid inequalities for optimal black start allocation in power systems”, *Energy Systems*, 2023, [doi:10.1007/s12667-023-00586-z](https://doi.org/10.1007/s12667-023-00586-z).
- [16] Aravena, I., Rajan, D., Patsakis, G., Oren, S., y Rios, J., “A scalable mixed-integer decomposition approach for optimal power system restoration”, *Proposed Journal Article*, unpublished, vol. 2019, 2019, <https://www.osti.gov/biblio/1642361>.
- [17] Kotb, M., Kaddah, S., y Elseddek, M., “Optimal path identification new approach for power system restoration using pmus”, *Journal of Electrical Engineering*, vol. 17, pp. 62–73, 2017.
- [18] Sharma, A., Srinivasan, D., y Trivedi, A., “A decentralized multi-agent approach for service restoration in uncertain environment”, *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, pp. 3394–3405, 2018, <https://api.semanticscholar.org/CorpusID:49337440>.
- [19] Ahmad, W., Shah, B., Hussain, T., El-Sappagh, S., y Ali, F., “An expert system-based restoration method for energy services”, *Sustainable Energy, Grids and Networks*, 2024, <https://api.semanticscholar.org/CorpusID:267553255>.
- [20] Song, M., Nejad, R. R., y Sun, W., “Robust distribution system load restoration with time-dependent cold load pickup”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 36, no. 4, pp. 3204–3215, 2021, [doi:10.1109/TPWRS.2020.3048036](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2020.3048036).
- [21] Li, Y. L., Sun, W., Yin, W., Lei, S., y Hou, Y., “Restoration strategy for active distribution systems considering endogenous uncertainty in cold load pickup”, *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 13, no. 4, pp. 2690–2702, 2022, [doi:10.1109/TSG.2021.3120555](https://doi.org/10.1109/TSG.2021.3120555).
- [22] Li, J., Khodayar, M. E., y Feizi, M. R., “Hybrid modeling based co-optimization of crew dispatch and distribution system restoration considering multiple uncertainties”, *IEEE Systems Journal*, vol. 16, no. 1, pp. 1278–1288, 2022, [doi:10.1109/JSYST.2020.3048817](https://doi.org/10.1109/JSYST.2020.3048817).
- [23] Xie, D., Xu, Y., Nadarajan, S., Viswanathan, V., y Gupta, A. K., “Dynamic frequency-constrained load restoration considering multi-phase cold load pickup behaviors”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 39, no. 1, pp. 107–118, 2024, [doi:10.1109/TPWRS.2022.3225798](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2022.3225798).
- [24] Wu, H., Xie, Y., Deconinck, G., Yu, C., Hou, K., Sun, J., y Jia, H., “Distributed coordinated restoration of transmission and distribution systems with repair crews and mobile emergency generators”, *IEEE Transactions on Power Systems*, 2024, <https://api.semanticscholar.org/CorpusID:269467193>.

- [25] Zhao, J., Wang, H., Liu, Y., Wu, Q., Wang, Z., y Liu, Y., “Coordinated restoration of transmission and distribution system using decentralized scheme”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 34, pp. 3428–3442, 2019, <https://api.semanticscholar.org/CorpusID:92979238>.
- [26] Liu, S., Chen, C., Jiang, Y., Lin, Z., Wang, H., Waseem, M., y Wen, F., “Bi-level coordinated power system restoration model considering the support of multiple flexible resources”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 38, pp. 1583–1595, 2023, <https://api.semanticscholar.org/CorpusID:257260964>.
- [27] Cole, S., Promel, F., Llopis, R., Marqués, J. A., y Zamarreño, L. M., “Fast dts — agora: Automatic generation and dynamic evaluation of power system restoration plans”, 2018 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON), pp. 1–6, 2018, <https://api.semanticscholar.org/CorpusID:49541013>.
- [28] California Independent System Operator, “Reliability coordinator area restoration plan”, 2024, <https://www.aiso.com/documents/rc0460.pdf>.
- [29] National Grid, “Black start strategy and procurement methodology 2021/22”, 2021, <https://www.nationalgrideso.com/document/191636/download>.
- [30] New York Independent System Operator, “System restoration plan”, 2024, https://www.nyiso.com/documents/20142/2923301/srp_mnl.pdf/4a4cb29a-f935-0714-b8be-5d7718bdcbc2f.
- [31] Coordinador Eléctrico Nacional, “Estudio de plan de recuperación de servicio - informe final”, 2024, https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2024/06/ESTUDIO-PRS_2024_Final-Cuerpo.pdf.
- [32] Athay, T., Podmore, R., y Virmani, S., “A practical method for the direct analysis of transient stability”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-98, no. 2, pp. 573–584, 1979, [doi:10.1109/TPAS.1979.319407](https://doi.org/10.1109/TPAS.1979.319407).

Anexos

Anexo A. Líneas de transmisión

Tabla A.1: Parámetros líneas de transmisión

Línea de Transmisión	Reactancia $[\Omega]$	Reactancia $[\Omega]$	Nodo Inicial	Nodo Final	Admitancia $[S]$	Capacidad de Transmisión $[MVA]$
1	0.0411	0.0035	1	2	0.6987	6
2	0.025	0.001	1	39	0.75	10
3	0.0151	0.0013	2	3	0.2572	5
4	0.0086	0.007	2	25	0.146	5
5	0.0181	0	2	30	0	9
6	0.0213	0.0013	3	4	0.2214	5
7	0.0133	0.0011	3	18	0.2138	5
8	0.0128	0.0008	4	5	0.1342	6
9	0.0129	0.0008	4	14	0.1382	5
10	0.0026	0.0002	5	6	0.0434	12
11	0.0112	0.0008	5	8	0.1476	9
12	0.0092	0.0006	6	7	0.113	9
13	0.0082	0.0007	6	11	0.1389	4.8
14	0.025	0	6	31	0	18
15	0.0046	0.0004	7	8	0.078	9
16	0.0363	0.0023	8	9	0.3804	9
17	0.025	0.001	9	39	1.2	9
18	0.0043	0.0004	10	11	0.0729	6
19	0.0043	0.0004	10	13	0.0729	6
20	0.02	0	10	32	0	9
21	0.0435	0.0016	12	11	0	5
22	0.0435	0.0016	12	13	0	5
23	0.0101	0.0009	13	14	0.1723	6
24	0.0217	0.0018	14	15	0.366	6
25	0.0094	0.0009	15	16	0.171	6

Línea de Transmisión	Reactancia [Ω]	Reactancia [Ω]	Nodo Inicial	Nodo Final	Admitancia [S]	Capacidad de Transmisión [MVA]
26	0.0089	0.0007	16	17	0.1342	6
27	0.0195	0.0016	16	19	0.304	6
28	0.0135	0.0008	16	21	0.2548	6
29	0.0059	0.0003	16	24	0.068	6
30	0.0082	0.0007	17	18	0.1319	6
31	0.0173	0.0013	17	27	0.3216	6
32	0.0138	0.0007	19	20	0	9
33	0.0142	0.0007	19	33	0	9
34	0.018	0.0009	20	34	0	9
35	0.014	0.0008	21	22	0.2565	9
36	0.0096	0.0006	22	23	0.1846	6
37	0.0143	0	22	35	0	9
38	0.035	0.0022	23	24	0.361	6
39	0.0272	0.0005	23	36	0	9
40	0.0323	0.0032	25	26	0.531	6
41	0.0232	0.0006	25	37	0	9
42	0.0147	0.0014	26	27	0.2396	6
43	0.0474	0.0043	26	28	0.7802	6
44	0.0625	0.0057	26	29	1.029	6
45	0.0151	0.0014	28	29	0.249	6
46	0.0156	0.0008	29	38	0	12